



PEMBINA PIPELINE CORPORATION

VERSION MODIFIÉE DE LA NOTICE ANNUELLE

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020

Le 25 février 2021

AVIS AU LECTEUR

Le présent avis accompagne la présente version modifiée de la notice annuelle de Pembina Pipeline Corporation (la « Société ») datée du 25 février 2021 pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, qui a été déposée sur SEDAR le 17 novembre 2021 (la « notice annuelle révisée »). La présente notice annuelle révisée remplace la notice annuelle initiale de la Société datée du 25 février 2021 pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, qui a été déposée sur SEDAR le 25 février 2021 (la « notice annuelle initiale »).

La Société a retraité certains de ses renseignements financiers pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019 pour tenir compte du retraitement des produits des activités ordinaires et du coût des marchandises vendues pour ces périodes en lien avec le traitement comptable par la Société de certains contrats au sein de son entreprise de commercialisation et, dans ce contexte, a retraité et déposé de nouveau à la date des présentes ses états financiers consolidés annuels audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2020. Ainsi, la présente notice annuelle révisée reflète le retraitement des produits des activités ordinaires et du coût des marchandises vendues pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019, dont les montants avant retraitement figuraient dans le tableau intitulé « Données financières principales » à la page 32 de la notice annuelle initiale.

À l'exception de ce qui est expressément mentionné ci-dessus, la présente notice annuelle révisée ne met pas à jour ni ne vise à mettre à jour les renseignements contenus dans la notice annuelle initiale et elle ne reflète pas ni ne vise à refléter les événements survenus après la date de la notice annuelle initiale.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
GLOSSAIRE.....	1
ABRÉVIATIONS ET CONVERSIONS.....	16
MESURES NON CONFORMES AUX PCGR.....	17
ÉNONCÉS ET INFORMATION DE NATURE PROSPECTIVE	19
STRUCTURE DE LA SOCIÉTÉ	22
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ DE PEMBINA	24
DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE ET DES ACTIVITÉS DE PEMBINA	30
But de Pembina	30
Aperçu de l'entreprise de Pembina	30
Division des pipelines	33
Division des installations	42
Division de la commercialisation et des nouveaux projets.....	46
Cycle saisonnier	49
AUTRES RENSEIGNEMENTS CONCERNANT L'ENTREPRISE DE PEMBINA.....	49
Système de gestion opérationnelle	49
Gestion de l'intégrité.....	50
Programme de gestion des urgences	51
Programme de gestion de la sécurité.....	51
Programme de gestion du contrôle des pipelines et systèmes d'information et de communication	52
Programme de sécurité.....	52
Questions et gérance environnementales.....	52
Programmes de prévention des dommages et de sensibilisation du public.....	53
Exploitation et entretien – Programmes de certification des opérateurs et de gestion de l'entretien préventif	53
Programme de conformité réglementaire des activités financières et réglementation du secteur	53
Gouvernance d'entreprise.....	57
Engagement social et dialogue avec les collectivités et les Autochtones.....	60
Indemnisation et assurance.....	62
Personnel.....	62
INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE CANADIENNE.....	63
DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL DE PEMBINA	66
DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS	74
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES.....	77
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA DIRECTION.....	79
INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT	82
FACTEURS DE RISQUE.....	85
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	105
CONTRATS IMPORTANTS	105
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI	105
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	105
INTÉRÊTS DES EXPERTS	105
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	105
ANNEXE A – RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT	A-1

GLOSSAIRE

Les définitions suivantes s'appliquent à la présente notice annuelle, à moins d'indication contraire :

« **ABSA** » désigne l'Alberta Boilers Safety Association;

« **achat ferme** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des pipelines — Actifs classiques — Contrats d'achat ferme* »;

« **acquisition de Cochin U.S.** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Développement général de l'activité de Pembina — Faits récents en 2019* »;

« **acquisition de Kinder** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Développement général de l'activité de Pembina — Faits récents en 2019* »;

« **acquisition de Kinder Morgan Canada** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Développement général de l'activité de Pembina — Faits récents en 2019* »;

« **acquisition de Veresen** » désigne l'acquisition de Veresen, aux termes de laquelle Pembina a acquis la totalité des actions ordinaires de Veresen et des actions privilégiées de Veresen émises et en circulation, au moyen d'un plan d'arrangement en vertu de la BCAA, conformément aux modalités et aux conditions de la convention d'arrangement datée du 1^{er} mai 2017 intervenue entre Pembina et Veresen;

« **acte relatif aux billets de rang supérieur** » désigne l'acte daté du 29 mars 2011 intervenu entre Pembina, Pouce Coupé Pipe Line Ltd., Plateau Pipe Line Ltd., Alberta Oil Sands Pipeline Ltd., Pembina Pipeline (société de personnes de l'Alberta), Pembina North Limited Partnership, Pembina West Limited Partnership, Pembina Oil Sands Pipeline L.P., Pembina Marketing Ltd., Pembina Midstream Limited Partnership, Pembina Gas Services Ltd., Pembina Gas Services Limited Partnership et Société de fiducie Computershare du Canada, en sa version complétée par le premier acte supplémentaire relatif aux billets daté du 2 avril 2012 intervenu entre Pembina, Pembina NGL Corporation, 1598313 Alberta Ltd., Provident Infrastructure and Logistics LP, Provident Midstream Holdings GP ULC, Provident Midstream Inc., Provident GP Inc., Provident Facilities (NGL) Ltd., Provident Facilities (NGL) L.P., 1195714 Alberta Ltd., 1444767 Alberta Ltd., Provident Energy Pipeline Inc., Empress NGL Partnership, Kinetic Resources (LPG), Pro Holding Company, Provident Midstream (USA) Inc., Pro US LLC, Pro Midstream Company, Kinetic Resources (U.S.A.), Pro GP Corp., Pro LP Corp., Terraquest, Inc. et Société de fiducie Computershare du Canada, en sa version complétée par le deuxième acte supplémentaire relatif aux billets daté du 24 octobre 2014 intervenu entre Pembina, Pembina Prairie Facilities Ltd., Pembina Prairie Facilities Holdco Ltd. et Société de fiducie Computershare du Canada, et en sa version complétée par le troisième acte supplémentaire daté du 4 avril 2018 intervenu entre Pembina et Société de fiducie Computershare du Canada, qui prévoit l'émission des billets à moyen terme de Pembina et des billets relatifs au RCEA;

« **acte relatif aux billets de rang supérieur de Veresen** » désigne l'acte de fiducie daté du 22 novembre 2011 intervenu entre Veresen et Société de fiducie Computershare du Canada, en sa version complétée par le premier acte supplémentaire relatif aux billets daté du 14 mars 2012 intervenu entre Veresen et Société de fiducie Computershare du Canada, en sa version complétée également par le deuxième acte supplémentaire relatif aux billets daté du 13 juin 2014 intervenu entre Veresen et Société de fiducie Computershare du Canada, et en sa version complétée également par le troisième acte supplémentaire relatif aux billets daté du 10 novembre 2016 intervenu entre Veresen et Société de fiducie Computershare du Canada, qui prévoit l'émission des billets à moyen terme de Veresen;

« **acte relatif aux billets subordonnés** » désigne l'acte daté du 25 janvier 2021 intervenu entre Pembina et Société de fiducie Computershare du Canada;

« **actifs de Dawson** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des installations — Services gaziers* »;

« **actionnaires** » désigne les porteurs d'actions ordinaires;

« **actions à droit de vote de KML** » désigne, collectivement, les actions à droit de vote restreint de KML et les actions à droit de vote spécial de KML;

« **actions à droit de vote restreint de KML** » désigne les actions à droit de vote restreint du capital-actions de KML;

« **actions à droit de vote spécial de KML** » désigne les actions à droit de vote spécial du capital-actions de KML;

« **actions ordinaires** » désigne les actions ordinaires de Pembina;

« **actions privilégiées de catégorie A** » désigne les actions privilégiées de catégorie A de Pembina pouvant être émises en série et, lorsque le contexte l'exige, comprend les actions privilégiées de catégorie A, série 1, les actions privilégiées de catégorie A, série 2, les actions privilégiées de catégorie A, série 3, les actions privilégiées de catégorie A, série 4, les actions privilégiées de catégorie A, série 5, les actions privilégiées de catégorie A, série 6, les actions privilégiées de catégorie A, série 7, les actions privilégiées de catégorie A, série 8, les actions privilégiées de catégorie A, série 9, les actions privilégiées de catégorie A, série 10, les actions privilégiées de catégorie A, série 11, les actions privilégiées de catégorie A, série 12, les actions privilégiées de catégorie A, série 13, les actions privilégiées de catégorie A, série 14, les actions privilégiées de catégorie A, série 15, les actions privilégiées de catégorie A, série 16, les actions privilégiées de catégorie A, série 17, les actions privilégiées de catégorie A, série 18, les actions privilégiées de catégorie A, série 19, les actions privilégiées de catégorie A, série 20, les actions privilégiées de catégorie A, série 21, les actions privilégiées de catégorie A, série 22, les actions privilégiées de catégorie A, série 23, les actions privilégiées de catégorie A, série 24, les actions privilégiées de catégorie A, série 25, les actions privilégiées de catégorie A, série 26 et les actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A;

« **actions privilégiées de catégorie A, série 1** » désigne les actions privilégiées de catégorie A à taux rajusté à dividendes cumulatifs rachetables, série 1, de Pembina émises le 26 juillet 2013. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Actions privilégiées de catégorie A* »;

« **actions privilégiées de catégorie A, série 2** » désigne les actions privilégiées de catégorie A à taux variable à dividendes cumulatifs rachetables, série 2, de Pembina à émettre à la conversion des actions privilégiées de catégorie A, série 1. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Actions privilégiées de catégorie A* »;

« **actions privilégiées de catégorie A, série 3** » désigne les actions privilégiées de catégorie A à taux rajusté à dividendes cumulatifs rachetables, série 3, de Pembina émises le 2 octobre 2013. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Actions privilégiées de catégorie A* »;

« **actions privilégiées de catégorie A, série 4** » désigne les actions privilégiées de catégorie A à taux variable à dividendes cumulatifs rachetables, série 4, de Pembina à émettre à la conversion des actions privilégiées de catégorie A, série 3. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Actions privilégiées de catégorie A* »;

« **actions privilégiées de catégorie A, série 5** » désigne les actions privilégiées de catégorie A à taux rajusté à dividendes cumulatifs rachetables, série 5, de Pembina émises le 16 janvier 2014. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Actions privilégiées de catégorie A* »;

« **actions privilégiées de catégorie A, série 6** » désigne les actions privilégiées de catégorie A à taux variable à dividendes cumulatifs rachetables, série 6, de Pembina à émettre à la conversion des actions privilégiées de catégorie A, série 5. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Actions privilégiées de catégorie A* »;

« **actions privilégiées de catégorie A, série 7** » désigne les actions privilégiées de catégorie A à taux rajusté à dividendes cumulatifs rachetables, série 7, de Pembina émises le 11 septembre 2014. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Actions privilégiées de catégorie A* »;

« **actions privilégiées de catégorie A, série 8** » désigne les actions privilégiées de catégorie A à taux variable à dividendes cumulatifs rachetables, série 8, de Pembina à émettre à la conversion des actions privilégiées de catégorie A, série 7. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Actions privilégiées de catégorie A* »;

« **actions privilégiées de catégorie A, série 9** » désigne les actions privilégiées de catégorie A à taux rajusté à dividendes cumulatifs rachetables, série 9, de Pembina émises le 10 avril 2015. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Actions privilégiées de catégorie A* »;

« **actions privilégiées de catégorie A, série 24** » désigne les actions privilégiées de catégorie A à taux variable à dividendes cumulatifs rachetables, série 24, de Pembina à émettre à la conversion des actions privilégiées de catégorie A, série 23. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Actions privilégiées de catégorie A* »;

« **actions privilégiées de catégorie A, série 25** » désigne les actions privilégiées de catégorie A à taux rajusté à dividendes cumulatifs rachetables, série 25, de Pembina émises en échange des actions privilégiées, série 3 de KML le 16 décembre 2019. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Actions privilégiées de catégorie A* »;

« **actions privilégiées de catégorie A, série 26** » désigne les actions privilégiées de catégorie A à taux variable à dividendes cumulatifs rachetables, série 26, de Pembina à émettre à la conversion des actions privilégiées de catégorie A, série 25. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Actions privilégiées de catégorie A* »;

« **actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A** » désigne les actions privilégiées de catégorie A à taux fixe-fixe et à dividendes cumulatifs rachetables, série 2021-A. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Actions privilégiées de catégorie A* »;

« **actions privilégiées de catégorie B** » désigne les actions privilégiées de catégorie B de Pembina;

« **actions privilégiées de KML** » désigne, collectivement, les actions privilégiées, série 1 de KML, les actions privilégiées, série 2 de KML, les actions privilégiées, série 3 de KML et les actions privilégiées, série 4 de KML;

« **actions privilégiées de Veresen** » désigne les actions privilégiées, série A de Veresen, les actions privilégiées, série B de Veresen, les actions privilégiées, série C de Veresen, les actions privilégiées, série D de Veresen, les actions privilégiées, série E de Veresen et les actions privilégiées, série F de Veresen;

« **actions privilégiées, série 1 de KML** » désigne les actions privilégiées à taux minimum rajusté à dividendes cumulatifs rachetables, série 1 du capital-actions de KML;

« **actions privilégiées, série 2 de KML** » désigne les actions privilégiées à taux variable à dividendes cumulatifs rachetables, série 2 du capital-actions de KML qui pouvaient être émises à la conversion des actions privilégiées, série 1 de KML;

« **actions privilégiées, série 3 de KML** » désigne les actions privilégiées à taux minimum rajusté à dividendes cumulatifs rachetables, série 3 du capital-actions de KML;

« **actions privilégiées, série 4 de KML** » désigne les actions privilégiées à taux variable à dividendes cumulatifs rachetables, série 4 du capital-actions de KML qui pouvaient être émises à la conversion des actions privilégiées, série 3 de KML;

« **actions privilégiées, série A de Veresen** » désigne les actions privilégiées à dividendes cumulatifs rachetables, série A de Veresen émises le 14 février 2012;

« **actions privilégiées, série B de Veresen** » désigne les actions privilégiées à dividendes cumulatifs rachetables, série B de Veresen qui pouvaient être émises à la conversion des actions privilégiées, série A de Veresen;

« **actions privilégiées, série C de Veresen** » désigne les actions privilégiées à dividendes cumulatifs rachetables, série C de Veresen émises le 21 octobre 2013;

« **actions privilégiées, série D de Veresen** » désigne les actions privilégiées à dividendes cumulatifs rachetables, série D de Veresen qui pouvaient être émises à la conversion des actions privilégiées, série C de Veresen;

« **actions privilégiées, série E de Veresen** » désigne les actions privilégiées à dividendes cumulatifs rachetables, série E de Veresen émises le 1^{er} avril 2015;

« **actions privilégiées, série F de Veresen** » désigne les actions privilégiées à dividendes cumulatifs rachetables, série F de Veresen qui pouvaient être émises à la conversion des actions privilégiées, série E de Veresen;

« **AEP** » désigne Alberta Environment and Parks, un ministère du gouvernement de l'Alberta;

« **AER** » désigne l'Alberta Energy Regulator;

« **Alliance Canada** » désigne Alliance Pipeline Limited Partnership;

« **Alliance É.-U.** » désigne Alliance Pipeline L.P.;

« **AUC** » désigne l'Alberta Utilities Commission;

« **Aux Sable** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division Commercialisation et nouveaux projets – Activités de commercialisation* »;

« **Aux Sable Canada** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division Commercialisation et nouveaux projets – Activités de commercialisation* »;

« **Aux Sable É.-U.** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division Commercialisation et nouveaux projets – Activités de commercialisation* »;

« **base tarifaire** » désigne le montant d'un placement sur lequel un rendement peut être réalisé, lequel comprend généralement l'installation nette en service majorée d'une provision pour fonds de roulement;

« **BCAA** » désigne la *Business Corporations Act* (Alberta), R.S.A. 2000, c. B-9, en sa version modifiée à l'occasion, y compris les règlements promulgués en vertu de celle-ci;

« **billets à moyen terme** » désigne, collectivement, les billets à moyen terme de Pembina et les billets à moyen terme de Veresen;

« **billets à moyen terme de Pembina** » désigne, collectivement, les billets à moyen terme de série 1, les billets à moyen terme de série 2, les billets à moyen terme de série 3, les billets à moyen terme de série 4, les billets à moyen terme de série 5, les billets à moyen terme de série 6, les billets à moyen terme de série 7, les billets à moyen terme de série 8, les billets à moyen terme de série 9, les billets à moyen terme de série 10, les billets à moyen terme de série 11, les billets à moyen terme de série 12, les billets à moyen terme de série 13, les billets à moyen terme de série 14, les billets à moyen terme de série 15 et les billets à moyen terme de série 16;

« **billets à moyen terme de série 1** » désigne les billets à moyen terme de Pembina d'un capital global de 250 M\$ émis le 29 mars 2011. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 1A** » désigne les billets à moyen terme de Veresen d'un capital global de 150 M\$ émis le 22 novembre 2011 et pris en charge par Pembina le 2 octobre 2017. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 2** » désigne les billets à moyen terme de Pembina d'un capital global de 450 M\$ émis le 22 octobre 2012. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 3** » désigne, collectivement, les billets à moyen terme de Pembina d'un capital global de 200 M\$, de 150 M\$ et de 100 M\$ émis le 30 avril 2013, le 2 février 2015 et le 16 juin 2015, respectivement. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 3A** » désigne les billets à moyen terme de Veresen d'un capital global de 50 M\$ émis le 14 mars 2012 et pris en charge par Pembina le 2 octobre 2017. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 4** » désigne les billets à moyen terme de Pembina d'un capital global de 600 M\$ émis le 4 avril 2014. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 4A** » désigne les billets à moyen terme de Veresen d'un capital global de 200 M\$ émis le 13 juin 2014 et pris en charge par Pembina le 2 octobre 2017. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 5** » désigne les billets à moyen terme de Pembina d'un capital global de 450 M\$ émis le 2 février 2015. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 5A** » désigne les billets à moyen terme de Veresen d'un capital global de 350 M\$ émis le 7 novembre 2016 et pris en charge par Pembina le 2 octobre 2017. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 6** » désigne les billets à moyen terme de Pembina d'un capital global de 500 M\$ émis le 16 juin 2015. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 7** » désigne, collectivement, les billets à moyen terme de Pembina d'un capital global de 500 M\$ et de 100 M\$ émis le 11 août 2016 et le 28 mai 2020, respectivement. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 8** » désigne, collectivement, les billets à moyen terme de Pembina d'un capital global de 300 M\$ et de 350 M\$ émis le 20 janvier 2017 et le 16 août 2017, respectivement. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 9** » désigne, collectivement, les billets à moyen terme de Pembina d'un capital global de 300 M\$ et de 250 M\$ émis le 20 janvier 2017 et le 16 août 2017, respectivement. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 10** » désigne, collectivement, les billets à moyen terme de Pembina d'un capital global de 400 M\$ et de 250 M\$ émis le 26 mars 2018 et le 10 janvier 2020, respectivement. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 11** » désigne, collectivement, les billets à moyen terme de Pembina d'un capital global de 300 M\$ et de 500 M\$ émis le 26 mars 2018 et le 10 janvier 2020, respectivement. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 12** » désigne, collectivement, les billets à moyen terme de Pembina d'un capital global de 400 M\$ et de 250 M\$ émis le 3 avril 2019 et le 10 janvier 2020, respectivement. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 13** » désigne, collectivement, les billets à moyen terme de Pembina d'un capital global de 400 M\$ et de 300 M\$ émis le 3 avril 2019 et le 12 septembre 2019, respectivement. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 14** » désigne les billets à moyen terme de Pembina d'un capital global de 600 M\$ émis le 12 septembre 2019. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 15** » désigne les billets à moyen terme de Pembina d'un capital global de 600 M\$ émis le 12 septembre 2019. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de série 16** » désigne les billets à moyen terme de Pembina d'un capital global de 400 M\$ émis le 28 mai 2020. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* »;

« **billets à moyen terme de Veresen** » désigne collectivement les billets à moyen terme de série 1A, les billets à moyen terme de série 3A, les billets à moyen terme de série 4A et les billets à moyen terme de série 5A;

« **billets relatifs au RCEA** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Développement général de l'activité — Faits récents en 2018* »;

« **billets subordonnés de série 1** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Développement général de l'activité de Pembina — Faits récents jusqu'à présent en 2021* »;

« **BSOC** » désigne le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien;

« **Chevron** » désigne Chevron Canada Limited;

« **CKPC** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division Commercialisation et nouveaux projets – Nouveaux projets* »;

« **complexe Cutbank** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des installations – Services gaziers* »;

« **complexe Duvernay** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Aperçu de l'entreprise de Pembina – Division des installations – Services gaziers* »;

« **complexe Redwater** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des installations – Services de LGN* »;

« **complexe Saturn** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des installations – Services gaziers* »;

« **condensats** » désigne un mélange d'hydrocarbures principalement constitué de pentanes et de liquides d'hydrocarbures plus lourds;

« **conseil** » ou « **conseil d'administration** » désigne le conseil d'administration de Pembina à l'occasion;

« **contrat d'IAC relatif à l'installation de DHP** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Développement général de l'activité de Pembina – Faits récents en 2019* »;

« **coupe légère** » désigne le traitement du gaz non corrosif et/ou la capacité d'extraction du propane et/ou des condensats-plus;

« **coupe lourde** » désigne la capacité de traitement du gaz par l'extraction de l'éthane plus;

« **COVID-19** » désigne le nouveau coronavirus, dont l'éclosion à l'échelle mondiale a été déclarée une pandémie par l'Organisation mondiale de la Santé en mars 2020;

« **CRP** » désigne le Cutbank Ridge Partnership, partenariat entre Orintiv et Cutbank Dawson Gas Resources Ltd., filiale de Mitsubishi Corporation;

« **DBRS** » désigne DBRS Limited;

« **débtentes convertibles de série F** » désigne les débtentes subordonnées non assorties d'une sûreté convertibles à 5,75 % émises par Provident Energy Ltd. le 29 avril 2011 et prises en charge par Pembina en avril 2012, qui sont arrivées à échéance le 31 décembre 2018;

« **débit** » désigne le volume des produits acheminés par pipeline;

« **DHP** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division Commercialisation et nouveaux projets – Nouveaux projets* »;

« **Duvernay I** » désigne la participation de 92 % de Pembina dans l'installation de traitement du gaz de coupe légère de 100 Mpi³/j Duvernay I située près de Fox Creek (Alberta);

« **Duvernay II** » désigne la participation de 92 % de Pembina dans l'installation de traitement du gaz de coupe légère de 100 Mpi³/j Duvernay II située près de Fox Creek (Alberta);

« **Duvernay III** » désigne la participation de 92 % de Pembina dans l'installation de traitement du gaz de coupe légère de 100 Mpi³/j Duvernay III située près de Fox Creek (Alberta);

« **EAOCB** » désigne l'Environmental Assessment Office de la Colombie-Britannique;

« **ECCC** » désigne Environnement et Changement climatique Canada, un ministère du gouvernement du Canada;

« **EDGAR** » désigne le système Electronic Data Gathering, Analysis and Retrieval;

« **Empress** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des installations — Services gaziers* »;

« **entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence** » désigne la participation directe de Pembina dans le gazoduc d'Alliance, Aux Sable, le gazoduc de Ruby, CKPC, Veresen Midstream, Grand Valley I Limited Partnership et Fort Corp;

« **ESS** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Autres renseignements concernant l'entreprise de Pembina — Gouvernance* »;

« **états financiers** » désigne les états financiers consolidés audités de Pembina pour la période close le 31 décembre 2020;

« **expansion de la capacité de transport de phase IV** » désigne une expansion du pipeline Peace, qui a ajouté les deux stations de pompage sur le pipeline d'un diamètre de 24 pouces reliant Fox Creek à Namao;

« **expansion de la capacité de transport de phase V** » désigne une expansion du pipeline Peace, qui a ajouté un pipeline d'un diamètre de 20 pouces et d'une longueur d'environ 95 km reliant Lator à Fox Creek;

« **expansion de la capacité de transport de phase VII** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des pipelines — Actifs classiques* »;

« **expansion de la capacité de transport de phase VIII** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des pipelines — Actifs classiques* »;

« **expansion de la capacité de transport de phase IX** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des pipelines — Actifs classiques* »;

« **expansion de la capacité de transport de phase X** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des pipelines — Actifs classiques* »;

« **expansion de Vancouver Wharves** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des installations — Services de LGN* »;

« **expansion du terminal de Prince Rupert** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des installations — Services de LGN* »;

« **facilité de crédit renouvelable** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de la structure du capital — Facilités de crédit* »;

« **facteurs ESG** » désigne les facteurs environnementaux, sociaux et liés à la gouvernance, les trois principaux facteurs utilisés pour évaluer la viabilité et l'incidence sociétale d'une société;

« **FERC** » désigne la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis;

« **Fonds** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « *Structure de la Société — Nom, adresse et constitution* »;

« **formulaire 40-F** » désigne le rapport annuel sur formulaire 40-F de Pembina pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 déposé auprès de la SEC;

« **Fort Corp** » désigne, collectivement, Fort Saskatchewan Ethylene Storage Corporation et Fort Saskatchewan Ethylene Storage Limited Partnership;

« **Fox Creek** » désigne le terminal et la station de pompage du pipeline Peace situés près de Fox Creek (Alberta);

« **gazoduc d'Alliance** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des pipelines — Actifs de transport* »;

« **gazoduc de Ruby** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des pipelines — Actifs de transport* »;

« **gazoduc Pacific Connector** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division Commercialisation et nouveaux projets — Nouveaux projets* »;

« **gaz riche** » est un gaz naturel ayant un contenu relativement élevé en LGN, y compris de l'éthane, du propane, du butane et des condensats;

« **GEP** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Autres renseignements concernant l'entreprise de Pembina — Exploitation et entretien — Certification des opérateurs et système d'entretien préventif* »;

« **GES** » désigne les gaz à effet de serre;

« **Gordondale** » désigne le terminal et la station de pompage du pipeline Peace situés près de Gordondale (Alberta);

« **GPL** » désigne les gaz de pétrole liquéfiés;

« **Grand Valley** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des pipelines — Actifs de transport* »;

« **ICA** » désigne l'*Interstate Commerce Act of 1887* (États-Unis);

« **ICCA** » désigne l'Institut Canadien des Comptables professionnels agréés;

« **IEES** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des installations — Services gaziers* »;

« **IFRS** » désigne les Normes internationales d'information financière, y compris les Normes comptables internationales et les interprétations afférentes, ainsi que les documents qui les accompagnent, qui sont établies par le Conseil des normes comptables internationales, organisme indépendant chargé de l'établissement des normes de l'International Accounting Standards Committee Foundation (l'« IASCF »), et l'International Financial Reporting Interpretations Committee, organisme chargé des interprétations de l'IASCF, mais uniquement dans la mesure où l'ICCA les a adoptées à titre de PCGR du Canada et sous réserve des modifications que l'ICCA pourrait décider d'apporter à celles-ci;

« **Impériale** » désigne la Compagnie pétrolière Impériale Itée;

« **infrastructure du NECB à Montney** » comprend un raccordement entre une zone de production et le terminal Birch de Pembina ainsi que les mises à niveau du terminal, y compris des stations d'entreposage et de pompage supplémentaires et de mineures modifications au site, pour soutenir les volumes additionnels sur le pipeline NECB et les pipelines en aval de Pembina;

« **installation Channahon** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division Commercialisation et nouveaux projets — Activités de commercialisation* »;

« **installation de cogénération d'Empress** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des installations — Services gaziers* »;

« **installation de coupe légère de Kakwa River** » désigne l'installation de traitement du gaz non corrosif de coupe légère de Pembina située près de Grande Prairie (Alberta);

« **installation de coupe lourde de Kakwa River** » désigne l'installation de traitement du gaz brut et du gaz corrosif de coupe lourde de Pembina située près de Grande Prairie (Alberta);

« **installation de coupe lourde Musreau** » désigne l'installation d'extraction de LGN de 205 Mpi³/j et le pipeline de vente de LGN d'environ 10 km connexe raccordé au pipeline Peace et situé à l'installation Musreau I;

« **installation de DHP/PP** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division Commercialisation et nouveaux projets – Nouveaux projets* »;

« **installations de traitement du gaz corrosif de Duvernay** » désigne le système d'adoucissement du gaz corrosif et l'installation de régénération d'amine et d'incinération du gaz corrosif de Pembina située près de Fox Creek (Alberta);

« **installation Resthaven** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des installations — Services gaziers* »;

« **Jordan Cove** » désigne le développement, la construction et l'exploitation proposés d'une installation de production et d'exportation de gaz naturel liquéfié et des infrastructures connexes sur la côte ouest des États-Unis;

« **Kakwa** » désigne le terminal et la station de pompage du pipeline Peace situés à l'ouest de l'installation de coupe lourde de Kakwa River;

« **Keyera** » désigne Keyera Corporation;

« **KML** » désigne PKM Canada Limited, auparavant Kinder Morgan Canada Limited;

« **KUFPEC** » désigne Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company;

« **La Glace** » désigne le terminal et la station de pompage du pipeline Peace situés près de La Glace (Alberta);

« **Lator** » » désigne le terminal et la station de pompage du pipeline Peace situés à l'est de l'installation de coupe lourde de Kakwa River;

« **LGN** » désigne les liquides de gaz naturel, y compris l'éthane, le propane, le butane et les condensats;

« **Musreau I** » désigne les segments Musreau A, Musreau C et Musreau D de l'installation de traitement du gaz non corrosif de coupe légère, appartenant en propriété exclusive à Pembina, et la participation de 50 % de Pembina dans le segment Musreau B, situés près de Grande Prairie (Alberta);

« **Musreau II** » désigne l'usine de traitement du gaz non corrosif de coupe légère d'une capacité de 100 Mpi³/j de Pembina et les pipelines de collecte de LGN et de gaz connexes situés près de Musreau I;

« **Musreau III** » désigne l'installation de traitement du gaz non corrosif de coupe légère d'une capacité de 100 Mpi³/j de Pembina située près de Musreau I et de Musreau II;

« **Namao** » désigne la jonction d'interconnexion du pipeline Peace située près de Namao (Alberta);

« **NGA** » désigne la *Natural Gas Act of 1938* (États-Unis);

« **NYSE** » désigne la New York Stock Exchange;

« **OGCCB** » désigne la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique;

« **Ovintiv** » désigne Ovintiv Inc., auparavant Encana Corporation;

« **PCGR** » désigne les principes comptables généralement reconnus établis par l'ICCA ou tout organisme remplaçant en vigueur à l'occasion au Canada;

« **PGS** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Autres renseignements concernant l'entreprise de Pembina — Programme de gestion de la sécurité* »;

« **PHMSA** » désigne la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration des États-Unis;

« **PIC** » désigne Petrochemical Industries Company K.S.C., filiale de Kuwait Petroleum Corporation, société d'État du Kuwait;

« **pipeline Brazeau** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs classiques* »;

« **pipeline Cochin** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs de transport* »;

« **pipeline de carburéacteur** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs de transport* »;

« **pipeline de Drayton Valley** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs classiques* »;

« **pipeline de l'Ouest** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs classiques* »;

« **pipeline d'embranchement Cheecham** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd* »;

« **pipeline d'embranchement de condensats à Wapiti** » désigne un pipeline d'un diamètre de 12 pouces, d'environ 30 km qui relie des volumes de condensats d'une installation détenue par un tiers dans la région de Pipestone Montney au pipeline Peace;

« **pipeline d'Empress** » désigne un pipeline d'éthane à PVÉ enterré d'environ 25 km et les installations de tube-ascenseur connexes qui relient le marché de l'éthane en Alberta desservi par le RCEA aux cavernes d'entreposage d'éthane de Burstall dans le sud de la Saskatchewan;

« **pipeline de Taylor à Belloy** » désigne le pipeline et les installations connexes qui acheminent des LGN de Taylor (Colombie-Britannique) à Belloy (Alberta);

« **pipeline de Taylor à Boundary Lake** » désigne le pipeline et les installations connexes qui acheminent des hydrocarbures à PVÉ de Taylor (Colombie-Britannique) à Boundary Lake (Alberta);

« **pipeline du Nord** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs classiques* »;

« **pipeline du Nord-ouest** » désigne le réseau de pipelines et les installations connexes qui acheminent le pétrole brut du nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'à Boundary Lake (Alberta);

« **pipeline Horizon** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd* »;

« **pipeline Mitsue** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd* »;

« **pipeline NECB** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs classiques* »;

« **pipeline Nipisi** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd* »;

« **pipeline Peace** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs classiques* »;

« **pipeline Pouce Coupé** » désigne le réseau de pipelines et les installations connexes qui acheminent du pétrole brut non corrosif et des hydrocarbures à PVÉ de Dawson Creek (Colombie-Britannique) à Pouce Coupé (Alberta);

« **pipeline Prairie Rose** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division Commercialisation et nouveaux projets – Activités de commercialisation* »;

« **pipeline Septimus** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division Commercialisation et nouveaux projets – Activités de commercialisation* »;

« **pipeline Swan Hills** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd* »;

« **pipeline Syncrude** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd* »;

« **pipeline Vantage** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs de transport* »;

« **pipeline Williams** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Pipelines de transport* »;

« **plaque tournante canadienne pour les diluants** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs classiques* »;

« **plaque tournante de champ de Duvernay** » désigne l'installation de traitement d'eau et de stabilisation de condensats de 30 Mpi³/j de gaz, de 10 kb/j de condensats et de 5 kb/j de traitement d'eau de Pembina située près de Fox Creek (Alberta);

« **PP** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division Commercialisation et nouveaux projets – Nouveaux projets* »;

« **prix de rachat** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de la structure du capital de Pembina – Actions privilégiées de catégorie B* »;

« **projet Horizon** » désigne le projet d'extraction de sables bitumineux Horizon situé à environ 70 km au nord de Fort McMurray (Alberta);

« **projet Syncrude** » désigne la coentreprise formée pour la récupération de sables bitumineux, de bitume brut ou de produits provenant des sables bitumineux de l'Athabasca, située près de Fort McMurray (Alberta);

« **prospectus préalable de base 2019** » désigne le prospectus préalable de base simplifié définitif déposé auprès des commissions des valeurs mobilières ou des autorités de réglementation similaires dans chacune des provinces du Canada le 30 août 2019, qui permet à Pembina d'émettre et d'offrir à l'occasion : (i) des actions ordinaires; (ii) des actions privilégiées de catégorie A; (iii) des bons de souscription d'actions ordinaires; (iv) des reçus de souscription de Pembina; et (v) des unités composées d'une combinaison des titres qui précèdent (collectivement avec les titres mentionnés précédemment, les « **titres de 2019** ») dont le prix d'offre initial des titres de 2019 totalise au plus 3 000 000 000 \$ (ou l'équivalent en une ou en plusieurs monnaies étrangères ou monnaies composites, y compris le dollar américain) pendant la période de validité de 25 mois du prospectus préalable de base 2019, lesquels titres de 2019 peuvent être offerts séparément ou ensemble, selon des montants, des prix et des conditions qui seront établis en fonction des conditions du marché au moment de la vente et énoncés dans un ou plusieurs suppléments au prospectus préalable;

« **prospectus préalable de base 2020** » désigne le prospectus préalable de base simplifié définitif déposé auprès des commissions des valeurs mobilières ou des autorités de réglementation similaires dans chacune des provinces du Canada le 30 décembre 2020, qui permet à Pembina d'offrir et d'émettre à l'occasion : (i) des actions privilégiées de catégorie A; (ii) des obligations, des débentures, des billets ou d'autres instruments d'emprunt de quelque type, nature ou description que ce soit de la Société; et (iii) toute combinaison des titres qui précèdent (collectivement avec les titres mentionnés précédemment, les « **titres de 2020** ») dont le prix d'offre initial totalise au plus 2 000 000 000 \$ (ou l'équivalent en une ou en plusieurs monnaies étrangères ou monnaies composites, y compris le dollar américain) pendant la période de validité de 25 mois du prospectus préalable de base 2020, lesquels titres de 2020 peuvent être offerts séparément ou ensemble, selon des montants, des prix et des conditions qui seront établis en fonction des conditions du marché au moment de la vente et énoncés dans un ou plusieurs suppléments au prospectus préalable;

« **prospectus relatif aux BMT de 2017** » désigne le prospectus préalable de base simplifié définitif déposé auprès des commissions des valeurs mobilières ou des autorités de réglementation similaires dans chacune des provinces du Canada le

27 juillet 2017, qui permet à Pembina d'émettre et d'offrir à l'occasion des billets à moyen terme de Pembina dont le capital global ou, s'ils sont offerts moyennant un escompte d'émission initiale, le prix d'offre global des billets à moyen terme totalise au plus 3 000 000 000 \$ (ou l'équivalent en une ou en plusieurs monnaies étrangères ou monnaies composites, y compris le dollar américain) pendant la période de validité de 25 mois du prospectus relatif aux BMT de 2017, lesquels billets à moyen terme peuvent être offerts selon des taux d'intérêt, des prix et des conditions qui seront établis en fonction des conditions du marché au moment de la vente et énoncés dans un ou plusieurs suppléments au prospectus préalable ou suppléments de fixation du prix;

« **prospectus relatif aux BMT de 2019** » désigne le prospectus préalable de base simplifié définitif déposé auprès des commissions des valeurs mobilières ou des autorités de réglementation similaires dans chacune des provinces du Canada le 30 août 2019, qui permet à Pembina d'émettre et d'offrir à l'occasion des billets à moyen terme de Pembina dont le capital global ou, s'ils sont offerts moyennant un escompte d'émission initiale, le prix d'offre global des billets à moyen terme totalise au plus 5 000 000 000 \$ (ou l'équivalent en une ou en plusieurs monnaies étrangères ou monnaies composites, y compris le dollar américain) pendant la période de validité de 25 mois du prospectus relatif aux BMT de 2019, lesquels billets à moyen terme peuvent être offerts selon des taux d'intérêt, des prix et des conditions qui seront établis en fonction des conditions du marché au moment de la vente et énoncés dans un ou plusieurs suppléments au prospectus préalable ou suppléments de fixation du prix;

« **PVÉ** » désigne pression de vapeur élevée;

« **raffinerie Cutbank** » désigne l'installation de traitement du gaz non corrosif de coupe légère de Pembina située près de Grande Prairie (Alberta);

« **raffinerie Hythe** » désigne l'installation de traitement du gaz non corrosif et corrosif de Veresen Midstream située près de Grande Prairie (Alberta);

« **raffinerie Kakwa** » désigne la participation de 50 % de Pembina dans l'installation de traitement du gaz non corrosif de coupe légère située près de Grande Prairie (Alberta);

« **raffinerie Saturn** » désigne l'installation de traitement du gaz non corrosif de Veresen Midstream située près de Dawson Creek (Colombie-Britannique);

« **raffinerie Steeprock** » désigne l'installation de traitement du gaz corrosif de Veresen Midstream située près de Grande Prairie (Alberta);

« **raffinerie Sunrise** » désigne l'installation de traitement du gaz non corrosif de Veresen Midstream située près de Dawson Creek (Colombie-Britannique);

« **raffinerie Tower** » désigne l'installation de traitement du gaz non corrosif de Veresen Midstream situé près de Dawson Creek (Colombie-Britannique);

« **rapport de gestion** » désigne le rapport de gestion de Pembina pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, dont on peut consulter une copie électronique sous le profil SEDAR de Pembina à l'adresse www.sedar.com, et qui se trouve dans le rapport annuel de Pembina sur formulaire 40-F déposé sur le site Web EDGAR à l'adresse www.sec.gov, ou à l'adresse www.pembina.com;

« **RCE** » désigne la Régie canadienne de l'énergie;

« **RCEA** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des pipelines — Actifs de transport* »;

« **RCL** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division des pipelines — Actifs classiques* »;

« **régime** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de la structure du capital de Pembina — Actions ordinaires* »;

« **régime d'options** » désigne le régime d'options d'achat d'actions de Pembina approuvé par les actionnaires le 26 mai 2011, en sa version modifiée avec prise d'effet le 30 novembre 2016, et en sa version de nouveau modifiée avec prise d'effet le 26 février 2020;

« **réseau de LGN East** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des installations — Services de LGN* »;

« **RFS I** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des installations — Services de LGN* »;

« **RFS II** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des installations — Services de LGN* »;

« **RFS III** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des installations — Services de LGN* »;

« **Ruby** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs de transport* »;

« **S&P** » désigne Standard and Poor's Rating Services, division de The McGraw-Hill Companies;

« **Saturn I** » désigne l'installation d'extraction de LGN de coupe lourde de Pembina située dans la région Berland de l'Alberta d'une capacité d'extraction de 220 Mpi³/j;

« **Saturn II** » désigne la deuxième installation d'extraction de LGN de coupe lourde de Pembina située dans la région Berland, identique à Saturn I;

« **SCADA** » désigne l'acquisition des données et le contrôle. Voir « *Autres renseignements concernant l'entreprise de Pembina — Systèmes d'information et de communication* »;

« **SEC** » désigne la Securities and Exchange Commission des États-Unis;

« **SEDAR** » désigne le Système électronique de données, d'analyse et de recherche;

« **SGO** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Autres renseignements concernant l'entreprise de Pembina — Système de gestion opérationnelle* »;

« **Société** » ou « **Pembina** » désigne Pembina Pipeline Corporation, société constituée sous le régime de la BCAA, et, à moins que le contexte ne s'y oppose, ses filiales;

« **TEN** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs classiques* »;

« **terminal Alberta Crude** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd* »;

« **terminal Base Line** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd* »;

« **terminal de Prince Rupert** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des installations — Services de LGN* »;

« **terminal Edmonton South** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd* »;

« **terminal ferroviaire Edmonton South** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd* »;

« **terminal North 40** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd* »;

« **terminaux d'Edmonton** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des pipelines – Actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd* »;

« **TSX** » désigne la Bourse de Toronto;

« **UCCB** » désigne l'Utilities Commission de la Colombie-Britannique;

« **UGH** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division Commercialisation et nouveaux projets – Activités de commercialisation* »;

« **usine de conditionnement Palermo** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division Commercialisation et nouveaux projets – Nouveaux projets* »;

« **Valleyview** » désigne le terminal et la station de pompage du pipeline Peace situés près de Valleyview (Alberta);

« **Vancouver Wharves** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des installations – Services de LGN* »;

« **Veresen** » désigne Veresen Inc.;

« **Veresen Midstream** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des installations – Services gaziers* »;

« **Wapiti** » désigne le terminal et la station de pompage du pipeline Peace situés au sud de Wembley (Alberta);

« **Younger** » a le sens qui est donné à cette expression à la rubrique « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina – Division des installations – Services gaziers* ».

Dans la présente notice annuelle, tous les montants en dollars sont en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les symboles « \$ » ou « \$ CA » désignent des dollars canadiens et le symbole « \$ US » désigne des dollars américains. Le 24 février 2021, le taux de change quotidien communiqué par la Banque du Canada était de 1,00 \$ CA = 1,2548 \$ US.

Sauf indication contraire, tous les renseignements figurant dans la présente notice annuelle sont à jour à la fin du dernier exercice de Pembina, soit au 31 décembre 2020.

À moins d'indication contraire, un renvoi fait dans la présente notice annuelle à d'autres documents ou à de l'information ou des documents qui peuvent être consultés sur un site Web ne signifie pas que ces autres documents ou que l'autre information ou les documents qui peuvent être consultés sur un site Web sont intégrés par renvoi à la présente notice annuelle.

ABRÉVIATIONS ET CONVERSIONS

Dans la présente notice annuelle, les abréviations suivantes ont les significations indiquées ci-après.

kb	milliers de barils, chacun représentant 34,972 gallons impériaux ou 42 gallons américains
Mb	millions de barils
kb/j	milliers de barils par jour
Mb/j	millions de barils par jour
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes par jour
kbep/j	milliers de barils d'équivalent pétrole par jour
Mbep/j	millions de barils d'équivalent pétrole par jour
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes par jour
km	Kilomètres
CO ₂ e	équivalent en dioxyde de carbone
MW	mégawatt

Les barils d'équivalent pétrole (« **bep** ») peuvent être trompeurs, particulièrement si on les utilise isolément. Un ratio de conversion de bep de 6 kpi³ de gaz naturel : 1 baril de pétrole brut est fondé sur une méthode de conversion d'équivalence d'énergie applicable principalement à la tête du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête de puits.

Le tableau suivant présente certaines normes de conversion entre les unités impériales courantes et le système international d'unités (ou unités métriques).

<u>Pour convertir des</u>	<u>en</u>	<u>multiplier par</u>
b	mètres cubes	0,159
mètres cubes	b	6,293
milles	kilomètres	1,609
kilomètres	milles	0,621

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Les états financiers de Pembina qui figurent dans le profil de Pembina sur le site Web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com et dans le rapport annuel de Pembina sur formulaire 40-F déposé dans le profil de Pembina sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov sont présentés conformément aux IFRS. Certains renseignements de nature financière inclus dans ces états financiers figurent ou sont intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle.

Les lecteurs devraient toutefois prendre note que dans la présente notice annuelle, la direction utilise certaines expressions pour évaluer le rendement de Pembina et de ses entreprises qui ne sont pas définies par les PCGR. Étant donné que les mesures non conformes aux PCGR n'ont pas de signification normalisée prescrite par les IFRS et qu'il est donc peu probable de pouvoir les comparer à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés, la réglementation sur les valeurs mobilières exige que les mesures non conformes aux PCGR soient clairement définies et fassent l'objet d'une mise en garde et d'un rapprochement avec leurs mesures conformes aux PCGR les plus proches. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées et présentées de la même façon d'une période à l'autre.

Les mesures non conformes aux PCGR visent à fournir des renseignements utiles supplémentaires à l'égard du rendement opérationnel et financier de Pembina aux investisseurs et aux analystes, bien que les mesures ne soient pas normalisées au sens des IFRS. Les mesures ne devraient donc pas être considérées isolément ni utilisées en remplacement des mesures de rendement établies conformément aux IFRS. D'autres émetteurs peuvent calculer différemment ces mesures non conformes aux PCGR, ou utiliser des mesures non conformes aux PCGR différentes.

Plus particulièrement, dans la présente notice annuelle, les expressions « produits des activités ordinaires nets » et « BAIIA ajusté » sont utilisés pour décrire certains renseignements financiers de Pembina. Les lecteurs devraient garder à l'esprit que les produits des activités ordinaires nets et le BAIIA ajusté ne sont pas définis par les PCGR et sont inclus dans la présente notice annuelle afin de décrire certains renseignements financiers de Pembina et qu'ils ne doivent pas être interprétés comme des mesures pouvant remplacer, en tant qu'indicateurs de rendement de Pembina, les produits des activités ordinaires, le bénéfice, la marge brute ou d'autres mesures des résultats financiers établies selon les PCGR.

« **produits des activités ordinaires nets** » est une mesure financière non conforme aux PCGR qui est définie comme les produits des activités ordinaires totaux moins le coût des marchandises vendues, y compris les achats de produits. La direction estime que les produits des activités ordinaires nets fournissent aux investisseurs une mesure unique permettant d'indiquer la marge sur les ventes avant les frais d'exploitation non liés aux produits qui est comparable entre des périodes. La direction utilise les produits des activités ordinaires nets pour comparer des résultats consécutifs dans la division Commercialisation et nouveaux projets et la division Installations, et afin de regrouper les produits des activités ordinaires générés par chacune des divisions de Pembina et de fixer des objectifs comparables.

« **Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissements ajusté** » (« **BAIIA ajusté** ») est une mesure non conforme aux PCGR et est calculée comme le bénéfice pour l'exercice 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 les pertes latents sur des instruments financiers dérivés sur marchandises. L'exclusion des profits ou des 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 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. Les ajustements apportés au bénéfice sont aussi apportés à la quote-part des participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Par ailleurs, la quote-part qui revient à Pembina des résultats des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence sous forme d'intérêt privilégié est présentée dans le BAIIA ajusté en tant que participation de 50 % en actions ordinaires. 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 d'un émetteur de générer des liquidités par le truchement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et 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 issus de contrats de location des bailleurs. Les investisseurs et les analystes utilisent également le BAIIA ajusté pour évaluer la performance financière d'un émetteur 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.

Pour de plus amples renseignements concernant les mesures financières qui n'ont pas été définies selon les PCGR, y compris des rapprochements entre celles-ci et la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable, il y a lieu de se reporter à la rubrique « *Mesures non conformes aux PCGR* » du rapport de gestion daté du 25 février 2021 et affiché sur le site Web de Pembina au www.pembina.com, qui est intégrée par renvoi dans les présentes.

ÉNONCÉS ET INFORMATION DE NATURE PROSPECTIVE

Certains énoncés contenus dans la présente notice annuelle constituent des « énoncés prospectifs » au sens de l'expression « forward-looking statements » dans la *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* des États-Unis et de l'« information prospective » au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes applicables (collectivement, les « **énoncés prospectifs** »). Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les attentes, les estimations, les projections, les croyances, les jugements et les hypothèses actuels de Pembina, qui sont fondés sur des renseignements disponibles au moment où l'énoncé prospectif en question a été fait et à la lumière de l'expérience de Pembina et de sa perception des tendances historiques. Les énoncés prospectifs se reconnaissent habituellement à la présence de termes tels que « prévoir », « continuer », « estimer », « s'attendre à », « projeter », « croire », « avoir l'intention de », « concevoir », « cibler », « entreprendre », « indiquer », « maintenir », « explorer », « comporter », « échéancier », « objectif », « stratégie », « vraisemblablement », « potentiel », « viser », « perspectives », « but », « proposer », la marque du conditionnel ou du futur et des expressions similaires qui suggèrent des événements ou des rendements futurs.

Par leur nature, les 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 traduites dans ces énoncés prospectifs sont raisonnables, mais il n'est pas certain que ces attentes se révéleront exactes, et il ne faudrait pas se fier indûment aux énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle. Les énoncés prospectifs inclus dans les présentes ne valent qu'à la date de la notice annuelle.

Plus précisément, la présente notice annuelle contient des énoncés prospectifs se rapportant notamment à ce qui suit :

- l'incidence continue de la pandémie de COVID-19 sur Pembina et la réponse de Pembina à celle-ci;
- les niveaux futurs et la durabilité des dividendes en espèces que Pembina compte verser à ses actionnaires et les dates de versement des dividendes;
- la planification, la construction, les dépenses en immobilisations estimatives, les échéanciers, les demandes réglementaires et environnementales et les approbations anticipées, la capacité prévue, les volumes additionnels, les dates de mise en service, les droits, les activités, les avantages ainsi que l'exploitation en ce qui concerne des nouveaux projets de construction ou des projets actuels d'expansion des pipelines, les installations de service de gaz, les installations de fractionnement, les installations de terminal, les installations d'entreposage, les installations de plaques tournantes et les autres installations ou infrastructures énergétiques de même que l'incidence des nouveaux projets de Pembina sur son rendement financier futur;
- l'exploitation et le débit des pipelines, des installations de traitement, des installations de fractionnement et d'entreposage et des réseaux;
- le traitement en vertu de régimes réglementaires gouvernementaux existants et proposés, notamment les taxes et impôts, la réglementation en matière d'environnement, d'évaluation de projets et de GES et les obligations connexes au titre de l'abandon et de la remise en état, et les obligations de consultation des Autochtones, des propriétaires fonciers et d'autres parties intéressées;
- les estimations et la stratégie de Pembina quant au paiement des coûts d'abandon futurs et aux obligations de mise hors service;
- la stratégie de Pembina et la mise en œuvre et le calendrier prévu de nouvelles initiatives d'affaires et d'occasions de croissance, de même que l'incidence de celles-ci;
- le potentiel d'augmentation des débits et l'accroissement de la capacité de traitement et de fractionnement découlant de la hausse de l'activité au sein de l'industrie pétrolière et gazière et de nouveaux raccords et d'autres initiatives sur les pipelines de Pembina et aux installations de Pembina;
- les flux de trésorerie futurs prévus ainsi que leur suffisance, la solidité financière, les sources de financement et l'accès à celui-ci à des taux acceptables, les obligations contractuelles futures, les options de financement futures, le

renouvellement futur de ses facilités de crédit, la disponibilité de capitaux pour financer les plans de croissance, les obligations d'exploitation relatives aux investissements et les dividendes, et l'affectation du produit de financement;

- la demande future pour les infrastructures et les services de Pembina;
- la déclaration concernant l'investissement de Pembina relativement à la gestion de sa responsabilité environnementale et les avantages de celui-ci;
- les droits et les tarifs, ainsi que les engagements et contrats en matière de traitement, de transport, de fractionnement, d'entreposage et de services;
- les risques liés à l'exploitation (notamment le montant des obligations futures liées aux fuites de pipelines et aux autres incidents environnementaux) et la couverture d'assurance connexe, ainsi que les programmes d'inspection et de vérification de l'intégrité;
- les stocks et les prix des produits de base;
- le succès futur, la croissance, les expansions, les contributions, les attentes en matière de la capacité, les résultats d'exploitation et la solidité financière de certaines des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de Pembina;
- la conformité de la Société aux exigences de conformité réglementaire à l'intégrité, y compris l'efficacité de programmes et de systèmes connexes;
- l'engagement de Pembina envers son SGO et ses autres politiques d'exploitation et de gouvernance et pratiques connexes aux facteurs ESG et l'efficacité et l'incidence de ceux-ci;
- l'incidence des prix actuels des produits de base sur Pembina;
- le régime concurrentiel et la capacité de Pembina d'être concurrentielle au sein du secteur.

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 des énoncés prospectifs, en se fondant sur des renseignements auxquels elle a accès au moment en cause. Ces facteurs et hypothèses comprennent les suivants :

- le niveau des activités d'exploration et de développement au sein de l'industrie pétrolière et gazière et la région géographique où se déroulent ces activités;
- la réussite des activités de Pembina;
- les prix des produits de base, les taux d'intérêt, les prix du carbone, les taux d'imposition et les taux de change en vigueur;
- la capacité de Pembina de conserver ses notes de crédit actuelles;
- la disponibilité de capitaux afin de financer les besoins de capital futurs relatifs aux actifs et aux projets actuels;
- les attentes concernant la participation au régime de retraite de Pembina;
- les charges d'exploitation futures, y compris la continuité des coûts aux chapitres géotechnique et de l'intégrité par rapport aux coûts historiques;
- le maintien des niveaux de rémunération dans l'industrie pétrolière et gazière à leurs niveaux historiques;
- en ce qui concerne les développements courants, les expansions, les dépenses en immobilisations prévues, les dates d'achèvement et les attentes en matière de capacité : le fait que des tiers fourniront le soutien nécessaire, que les projets de tiers se rapportant aux projets de croissance de Pembina seront approuvés et achevés comme il est prévu,

que les ententes commerciales requises pourront être conclues, que toutes les approbations des autorités de réglementation et les approbations de nature environnementale puissent être obtenues selon les modalités nécessaires et en temps opportun, que les cocontractants se conformeront aux contrats en temps opportun, qu'il n'y aura aucun événement imprévu qui empêchera l'exécution de contrats ou l'achèvement des installations pertinentes, et qu'il n'y aura aucuns frais importants imprévus liés aux installations qui ne pourront être recouverts auprès des clients;

- en ce qui concerne la stabilité des dividendes de Pembina : les prix des produits de base, les marges et les taux de change en vigueur, le fait que les résultats d'exploitation futurs de Pembina seront comparables au rendement antérieur et aux attentes de la direction à leur égard, le maintien de la disponibilité du capital à des prix attrayants pour financer les besoins en capitaux futurs relatifs aux actifs et projets actuels, notamment les dépenses en immobilisations futures relatives à l'expansion, aux mises à niveau et aux interruptions pour cause d'entretien, la réussite des projets de croissance, les coûts d'exploitation futurs, le fait que les cocontractants aux contrats continueront d'exécuter leurs obligations en temps opportun, qu'il n'y aura aucun événement imprévu qui empêchera l'exécution des contrats et qu'il n'y aura aucuns frais de construction ou autres frais importants imprévus relatifs aux projets de croissance actuels et aux activités actuelles;
- les lois et règlements d'ordre réglementaire, fiscal et environnemental en vigueur ainsi que l'utilisation des comptes d'impôt;
- le montant des obligations futures liées à des poursuites et à des incidents environnementaux et la disponibilité d'une couverture aux termes des polices d'assurance de Pembina (y compris à l'égard de la police interruption des affaires de Pembina).

Les résultats réels de Pembina pourraient être considérablement différents de ceux qui sont prévus dans les énoncés prospectifs inclus dans la présente notice annuelle en raison des facteurs de risque importants énoncés ci-après :

- le cadre et les décisions réglementaires ainsi que les obligations de consultation des Autochtones et des propriétaires fonciers;
- les répercussions de la concurrence que livrent d'autres entités et des prix qu'elles offrent;
- la dépendance envers des tiers pour l'exploitation et la maintenance satisfaisantes de certains actifs;
- les pénuries de main-d'œuvre et de matériaux;
- la dépendance envers des liens et des ententes clés et l'issue des consultations avec les parties intéressées;
- le dynamisme et les activités de l'industrie de la production pétrolière et gazière et les prix des produits de base connexes;
- les cas d'inexécution ou de défaut par des contreparties à l'égard des ententes conclues par Pembina ou une ou plusieurs de ses filiales relativement aux activités de Pembina;
- les mesures prises par des coentrepreneurs ou d'autres partenaires qui détiennent des participations dans certains actifs de Pembina;
- les mesures prises par des organismes gouvernementaux ou des autorités de réglementation, notamment des modifications de la législation fiscale et du traitement fiscal, les modifications des taux de redevances, les modifications des processus réglementaires ou l'alourdissement du fardeau réglementaire en matière d'environnement;
- les fluctuations des résultats d'exploitation;
- une conjoncture économique et des marchés défavorables au Canada, en Amérique du Nord et dans le reste du monde, notamment les fluctuations, ou la faiblesse prolongée, selon le cas, des taux d'intérêt, des taux de change, des prix des produits de base, des tendances de l'offre et de la demande et des niveaux globaux d'activité dans le secteur;

- les risques liés aux incidences actuelles et potentielles de la pandémie de COVID-19;
- les contraintes touchant une infrastructure adéquate ou la non-disponibilité d'une telle infrastructure;
- le contexte politique en Amérique du Nord et ailleurs, et l'opinion publique;
- la capacité d'accès à diverses sources de titres d'emprunt et de capitaux propres;
- les modifications 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 de risque énoncés dans la présente notice annuelle à la rubrique « *Facteurs de risque* ».

Ces facteurs ne devraient pas être considérés comme exhaustifs. À moins que la loi ne l'exige, Pembina n'est nullement tenue de mettre à jour ou de réviser publiquement les énoncés prospectifs, par suite de la publication de nouveaux renseignements, de la survenance d'événements futurs ou d'autres facteurs. Les énoncés prospectifs contenus dans les présentes sont expressément donnés sous réserve de cette mise en garde.

STRUCTURE DE LA SOCIÉTÉ

Nom, adresse et constitution

Pembina Pipeline Corporation est une société fusionnée en vertu de la BCAA. Elle a remplacé Pembina Pipeline Income Fund (le « **Fonds** ») à l'issue de la réalisation de la réorganisation de la structure de fiducie de revenu du Fonds en une structure de société par actions au moyen d'un plan d'arrangement visant le Fonds, Pembina et les porteurs de parts de fiducie du Fonds aux termes duquel la fiducie a été restructurée en Pembina le 1^{er} octobre 2010. Pembina est également la société remplaçante de Veresen en raison de la réalisation de l'acquisition de Veresen le 2 octobre 2017, aux termes de laquelle, entre autres, Pembina a fusionné avec Veresen et l'entité issue de la fusion a poursuivi ses activités sous le nom de « Pembina Pipeline Corporation ». Le bureau principal et siège social de Pembina est situé au 585 - 8th Avenue S.W., Suite 4000, Calgary (Alberta) T2P 1G1.

Filiales de Pembina

Le tableau qui suit présente les filiales importantes de Pembina, ainsi que le territoire de leur constitution, formation ou organisation et le pourcentage des titres comportant droit de vote que détiennent ou contrôlent, ou sur lesquels ont une emprise, directement ou indirectement, Pembina ou ses filiales.

Principales filiales ⁽¹⁾	Territoire de constitution/de formation/d'organisation	Propriété
Pembina Empress NGL Partnership	Alberta	100 %
Pembina Gas Services Limited Partnership	Alberta	100 %
Pembina Holding Canada L.P.	Alberta	100 %
Pembina Infrastructure and Logistics L.P.	Alberta	100 %
Pembina Midstream Limited Partnership	Alberta	100 %
Pembina Oil Sands Pipeline L.P.	Alberta	100 %
Pembina Pipeline	Alberta	100 %
PKM Canada North 40 Limited Partnership	Manitoba	100 %
Pembina Cochin LLC	Delaware (É.-U.)	100 %

⁽¹⁾ Les filiales sont omises si, à la date de clôture du dernier exercice de Pembina : (i) l'actif total de la filiale ne représente pas plus de 10 pour cent de l'actif consolidé de Pembina; (ii) les produits des activités ordinaires de la filiale ne représentent pas plus de 10 pour cent des produits des activités ordinaires consolidées de Pembina; et (iii) les conditions énoncées à (i) et (ii) seraient remplies si les filiales omises étaient prises globalement et le plafond prévu à (i) et (ii) était porté de 10 pour cent à 20 pour cent.

Statuts modifiés

Le 13 mai 2013, Pembina a déposé des clauses modificatrices en vertu de la BCAA afin de créer une nouvelle catégorie d'actions, soit les actions privilégiées de catégorie A, de modifier la désignation et les modalités des actions privilégiées de catégorie B et de porter le nombre maximal d'administrateurs de Pembina de onze à treize après que les actionnaires ont approuvé ces modifications.

Le 2 octobre 2017, Pembina a déposé des statuts de modification en vertu de la BCAA afin de créer les actions privilégiées de catégorie A, série 15, série 16, série 17, série 18, série 19 et série 20.

Le 2 octobre 2017, Pembina a déposé des statuts de fusion en vertu de la BCAA afin de donner effet à la fusion de Pembina et de Veresen conformément à l'acquisition de Veresen. Dans le cadre de l'acquisition de Veresen, toutes les actions privilégiées, série A, série C et série E de Veresen en circulation ont été échangées contre des actions privilégiées de catégorie A, série 15, série 17 et série 19, respectivement. Les actions privilégiées de catégorie A, série 15, série 17 et série 19 sont assorties essentiellement des mêmes modalités et conditions que les actions privilégiées, série A, série C et série E de Veresen anciennement en circulation. Les actions privilégiées de catégorie A, série 16, série 18 et série 20 sont assorties essentiellement des mêmes modalités et conditions que les actions privilégiées, série B, série D et série F de Veresen.

Le 1^{er} décembre 2017, Pembina a déposé des clauses modificatrices en vertu de la BCAA afin de créer les actions privilégiées de catégorie A, série 21 et série 22.

Le 25 juin 2019, Pembina a déposé des clauses modificatrices en vertu de la BCAA afin d'augmenter le nombre plafond d'actions privilégiées de catégorie A de Pembina que Pembina est autorisée à émettre pour le faire passer de 20 % du nombre d'actions ordinaires émises et en circulation au moment de l'émission à un maximum de 254 850 850 actions privilégiées de catégorie A, après avoir obtenu l'approbation des actionnaires et des porteurs des actions privilégiées de catégorie A quant à cette modification.

Le 16 décembre 2019, Pembina a déposé des clauses modificatrices en vertu de la BCAA afin de créer les actions privilégiées de catégorie A, série 23, série 24, série 25 et série 26. Dans le cadre de l'acquisition de Kinder Morgan Canada, toutes les actions privilégiées, série 1 et série 3 de KML en circulation ont été échangées contre des actions privilégiées de catégorie A, série 23 et série 25, respectivement. Les actions privilégiées de catégorie A, série 23 et série 25 sont assorties essentiellement des mêmes modalités que les actions privilégiées, série 1 et série 3 de KML antérieurement en circulation. Les actions privilégiées de catégorie A, série 24 et série 26 sont assorties essentiellement des mêmes modalités que les actions privilégiées, série 2 et série 4 de KML.

Le 22 janvier 2021, Pembina a déposé des clauses modificatrices en vertu de la BCAA afin de créer les actions privilégiées de catégorie A, de série 2021-A dans le cadre de l'émission des billets subordonnés de série 1. Le 25 janvier 2021, avant l'émission de ces actions privilégiées de série 2021-A, Pembina a déposé des clauses modificatrices modifiant et mettant à jour les modalités des actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A.

Voir « *Description de la structure du capital de Pembina* ».

Règlements modifiés

Le 8 mai 2020, à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires (l'« **assemblée de 2020** »), les actionnaires ont confirmé le Règlement n° 1 modifié et mis à jour de Pembina visant, notamment, (i) à permettre à un seul dirigeant ou administrateur, plutôt qu'à deux dirigeants ou administrateurs, de signer certains documents pour le compte de la Société et (ii) à prévoir que, en cas d'égalité des voix à une réunion du conseil d'administration, le président du conseil d'administration n'a pas droit à un deuxième vote ni à un vote prépondérant. Par conséquent, les règlements de Pembina correspondent à ceux des sociétés de son groupe de référence et aux pratiques exemplaires en matière de gouvernance. À l'assemblée de 2020, les actionnaires ont également confirmé le Règlement n° 2, règlement portant sur le préavis des mises en candidature d'administrateurs et prévoyant un cadre pour la mise en candidature d'administrateurs en vue de leur élection au conseil d'administration.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ DE PEMBINA

Au cours de la période de trois ans close le 31 décembre 2020 et jusqu'à présent en 2021, Pembina a continué de mettre en œuvre son plan d'affaires et de poursuivre sa stratégie de croissance comme il est mentionné ci-après.

Faits récents en 2018

2 janvier	Pembina a annoncé la dotation de postes nouvellement créés au sein de l'équipe de haute direction de Pembina avec prise d'effet le 1 ^{er} janvier 2018, lesquels relèvent de Mick Dilger, président et chef de la direction de Pembina : Jason Wiun, premier vice-président et chef de l'exploitation, Pipelines; Jaret Sprott, premier vice-président et chef de l'exploitation, Installations; Stu Taylor, premier vice-président, Commercialisation et responsable, Nouveaux projets et expansion de l'entreprise; et Paul Murphy, premier vice-président et responsable, Services d'entreprise.
23 janvier	Veresen Midstream a mis en service le deuxième train de sa raffinerie Saturn.
9 mars	Pembina a prorogé sa facilité de crédit renouvelable jusqu'au 31 mai 2023. En parallèle, Pembina a conclu une facilité de prêt à terme non renouvelable de 1 G\$ pour une durée initiale de trois ans qui est remboursable par anticipation au gré de la Société. Les autres modalités et conditions de la facilité de prêt à terme non renouvelable, y compris les engagements financiers, sont semblables pour l'essentiel à celles de la facilité de crédit renouvelable de Pembina.
26 mars	Pembina a émis et vendu des billets à moyen terme de série 10 d'un capital global de 400 M\$ et des billets à moyen terme de série 11 d'un capital global de 300 M\$, aux termes de son prospectus relatif aux BMT de 2017, en sa version complétée par deux suppléments de fixation du prix connexes datés du 22 mars 2018. Pembina a affecté le produit net tiré de la vente des billets à moyen terme de série 10 et de série 11 au remboursement de dettes à court terme ainsi qu'au financement de son programme d'immobilisations et à d'autres fins générales d'entreprise. Voir « <i>Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme</i> ».
28 mars	Pembina a lancé un appel de soumissions exécutoires visant des engagements en matière de capacité d'expansion pour le gazoduc d'Alliance.
29 mars	Ruby Pipeline, L.L.C., dans laquelle Pembina possède une participation privilégiée de 50 %, a modifié la date d'échéance de son prêt à terme d'une durée de 364 jours d'un montant de 203 M\$ US, qui était initialement le 30 mars 2018, pour le 28 mars 2019. Le prêt à terme continuera d'être amorti à raison de 15,6 M\$ US par trimestre (7,8 M\$ US net revenant à Pembina) à compter du 30 mars 2018 jusqu'à ce qu'un remboursement in fine définitif de 141 M\$ US (70 M\$ US net revenant à Pembina) soit payable à la date d'échéance modifiée.
4 avril	Pembina a conclu une convention d'échange de billets avec les porteurs de billets de rang supérieur émis auparavant par le RCEA (les « billets relatifs au RCEA ») visant l'échange des billets relatifs au RCEA contre des billets de rang supérieur de série A de Pembina aux termes de l'acte relatif aux billets de rang supérieur de Pembina. Le coupon pour les billets de rang supérieur de série A est demeuré le même à 5,565 % par année, et ceux-ci sont sans amortissement et prévoient un paiement in fine de 73 M\$ à l'échéance le 4 mai 2020.
9 avril	Pembina a modifié sa structure de gestion opérationnelle pour qu'elle soit organisée sous forme de trois divisions : Pipelines, Installations et Commercialisation et nouveaux projets, avec prise d'effet le 1 ^{er} janvier 2018.
20 avril	Veresen Midstream a modifié ses facilités de crédit garanties de rang supérieur qui devaient initialement venir à échéance le 31 mars 2020. Selon les modalités de la modification et de la prorogation obtenues auprès d'un syndicat de prêteurs, Veresen Midstream a accru sa capacité d'emprunt, la portant à 200 M\$ en vertu d'une facilité de crédit renouvelable et à 2,55 G\$ de fonds disponibles en vertu du prêt à terme « A », et a affecté le produit au remboursement d'un prêt à terme « B » existant de 705 M\$ US le 30 avril 2018. D'autres modalités et conditions des facilités ont été modifiées compte tenu de la nature des activités de l'entreprise, y compris la modification de l'ensemble des engagements et l'augmentation des distributions permises provenant de Veresen Midstream. La date d'échéance des deux facilités d'emprunt a été reportée au 20 avril 2022.

3 mai	Pembina a annoncé une autre expansion de son réseau de pipelines Peace, pour un total du coût en capital estimatif de 280 M\$ (l'« expansion de la capacité de transport de phase VI »), qui se compose de mises à niveau effectuées à la station de pompage à Gordondale, d'un pipeline d'un diamètre de 16 pouces reliant La Glace à Wapiti, en Alberta et des mises à niveau des stations de pompage connexes, ainsi que d'un pipeline d'un diamètre de 20 pouces reliant Kakwa à Lator, qui devraient entrer en service au deuxième semestre de 2019, sous réserve des approbations environnementales et réglementaires.
24 septembre	Pembina a annoncé qu'elle aménagerait une infrastructure pipelinière et de terminaux supplémentaires dans la région de Wapiti, située près de Grande Prairie, en Alberta, et dans le nord-est de la Colombie-Britannique pour un coût en capital de 120 M\$.
1 ^{er} novembre	Pembina a annoncé une autre expansion du réseau de pipelines Peace (l'« expansion de la capacité de transport de phase VII »), qui devait se composer d'un nouveau pipeline d'un diamètre de 20 pouces et d'une longueur d'environ 220 km dans le corridor La Glace-Valleyview-Fox Creek, et de six nouvelles stations de pompage situées entre La Glace, en Alberta, et Edmonton, en Alberta. L'expansion de la capacité de transport de phase VII devait ajouter environ 240 000 b/j de capacité supplémentaire en amont de Fox Creek, ce qui visait à permettre d'utiliser la capacité disponible des conduites principales situées en aval de Fox Creek, et devait entrer en service au premier semestre de 2021.
1 ^{er} novembre	Pembina a annoncé qu'elle avait conclu, avec Veresen Midstream, des conventions liant les parties aux termes desquelles Veresen Midstream construira une infrastructure de collecte et de traitement du gaz naturel dans la région de Pipestone Montney et Pembina construira divers pipelines d'embranchement reliés au réseau de pipelines Peace de la Société. L'infrastructure se compose de divers projets distincts : (i) une expansion pouvant atteindre 125 Mpi ³ /j (57 Mpi ³ /j nets revenant à Pembina) de la capacité de traitement du gaz corrosif à raffinerie Hythe existante de Veresen Midstream; (ii) la construction par Veresen Midstream d'un nouveau gazoduc de transport de gaz corrosif d'un diamètre de 12 pouces et d'une longueur d'environ 60 km afin de transporter du gaz naturel jusqu'à la raffinerie Hythe; et (iii) la construction par Pembina de divers pipelines d'embranchement devant être reliés au pipeline Peace. Les projets relatifs à Hythe devaient entrer en service à la fin de 2020, sous réserve des approbations environnementales et réglementaires.
1 ^{er} novembre	Pembina a annoncé qu'elle avait conclu d'autres conventions visant la construction et l'exploitation de la deuxième tranche d'aménagement des infrastructures aux termes d'une convention d'aménagement d'infrastructure et de service d'une durée de 20 ans conclue avec Chevron et KUFPEC, y compris (i) Duvernay III; (ii) une installation de stabilisation de condensats dotée d'une capacité de traitement des condensats d'entrée bruts d'environ 20 000 b/j; et (iii) une infrastructure de circulation d'eau, pour un coût en capital prévu de 165 M\$, dont la mise en service devrait avoir lieu entre le milieu et la fin de 2020, sous réserve des approbations environnementales et réglementaires.
10 décembre	Pembina a annoncé son programme de dépenses en immobilisations d'environ 1,6 G\$ pour 2019 axé principalement sur des projets devant être exécutés sur plusieurs années et la création de valeur à long terme.
17 décembre	Pembina a annoncé la publication de son rapport inaugural relatif à la durabilité, qui présente son rendement relativement aux facteurs ESG.
31 décembre	Les débentures convertibles de série F de Pembina sont arrivées à échéance le 31 décembre 2018.
Décembre	L'expansion de la capacité de transport de phase IV et l'expansion de la capacité de transport de phase V ont été mises en service.

Faits récents en 2019

14 janvier	Pembina a mis en service son installation d'entreposage d'éthane, d'une capacité de 1 Mb, près de Burstall, en Saskatchewan.
31 janvier	Pembina a annoncé l'expansion de la capacité de transport de phase VIII. L'approbation complète de l'expansion de la capacité de transport de phase VIII demeurerait assujettie à l'obtention d'engagements d'achat ferme à long terme suffisants, et sa mise en service est prévue pour le premier semestre de 2022. L'expansion de la capacité de transport de phase VIII avait un coût en capital estimatif d'environ 500 M\$ et s'appuie sur des contrats d'une durée de 10 ans contenant des dispositions d'achat ferme. L'expansion de la capacité de transport de phase VIII devait entrer en service par étapes à compter de 2020 jusqu'au premier semestre de 2022, sous réserve des approbations environnementales et réglementaires.
4 février	Pembina et PIC ont annoncé une décision d'investissement définitive favorable à l'égard de l'installation de DHP/PP intégrée d'une valeur de 4,5 G\$ et d'une capacité de 550 000 tonnes par année annoncée précédemment par l'intermédiaire de leur coentreprise détenue à parts égales, CKPC. L'investissement net de Pembina devait se chiffrer à 2,5 G\$. Ce projet devait entrer en service vers le milieu de 2023, sous réserve des approbations environnementales et réglementaires.
6 février	Pembina a annoncé la démission de M. Doug Arnell du conseil.
28 mars	Ruby Pipeline, L.L.C. a modifié la date d'échéance de son prêt à terme d'une durée de 364 jours, qui était initialement le 28 mars 2019, pour le 26 mars 2020. Le prêt à terme a continué d'être amorti à raison de 16 M\$ US par trimestre (8 M\$ US net revenant à Pembina) à compter du 30 mars 2019 jusqu'à ce qu'un remboursement in fine définitif de 78 M\$ US (39 M\$ US net revenant à Pembina) ait été payable à la date d'échéance modifiée.
29 mars	Pembina a mis en service son installation de cogénération de 45 MW au complexe Redwater.
3 avril	Pembina a émis et vendu des billets à moyen terme de série 12 d'un capital global de 400 M\$ et des billets à moyen terme de série 13 d'un capital global de 400 M\$, aux termes de son prospectus relatif aux BMT de 2017, en sa version complétée par deux suppléments de fixation de prix datés du 1 ^{er} avril 2019. Pembina a affecté le produit net tiré de la vente des billets à moyen terme de série 12 et de série 13 au remboursement de dettes à court terme en vertu des facilités de crédit, ainsi qu'au financement de son programme d'immobilisations et à d'autres fins générales d'entreprise. Voir « <i>Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme</i> ».
2 mai	Pembina a annoncé que son conseil d'administration avait approuvé une hausse de 5,3 % du taux de dividende mensuel sur les actions ordinaires, qui est passé de 0,19 \$ l'action ordinaire à 0,20 \$ l'action ordinaire.
2 mai	Pembina a annoncé qu'elle avait signé avec Chevron et KUFPEC d'autres conventions visant la construction des installations de traitement du gaz corrosif de Duvernay, qui comprendront un système d'adoucissement du gaz corrosif de 150 Mpi ³ /j ayant une capacité de régénération d'amine de 300 Mpi ³ /j et d'incinération du gaz corrosif à concurrence d'une tonne de soufre par jour. Les installations de traitement du gaz corrosif de Duvernay devraient avoir une durée de vie contractuelle de 20 ans et seront soutenues par des arrangements à rendement fixe. Il était prévu que les installations de traitement du gaz corrosif de Duvernay aient un coût en capital de 65 M\$ et une date de mise en service au cours du premier trimestre de 2020, sous réserve des approbations environnementales et réglementaires.
21 août	Pembina a annoncé qu'elle avait conclu des conventions visant l'acquisition de KML (l'« acquisition de Kinder Morgan Canada ») et du tronçon américain du pipeline Cochin auprès de Kinder Morgan, Inc. (l'« acquisition de Cochin U.S. ») et, collectivement avec l'acquisition de Kinder Morgan Canada, l'« acquisition de Kinder ») au prix d'achat total d'environ 4,35 G\$ (rajusté après la clôture à 4,255 G\$).
30 août	Pembina a déposé son prospectus préalable de base 2019 et son prospectus relatif aux BMT de 2019.

- 10 septembre Pembina a annoncé qu'elle avait convenu avec KML de modifier et de mettre à jour la convention d'arrangement visant l'acquisition de Kinder Morgan Canada afin d'inclure l'acquisition des actions privilégiées de KML en circulation en échange d'actions privilégiées de catégorie A de Pembina, sous réserve de l'approbation des porteurs des actions privilégiées de KML.
- 12 septembre Pembina a émis et vendu des billets à moyen terme de série 14 d'un capital global de 600 M\$, des billets à moyen terme de série 15 d'un capital global de 600 M\$ et des billets à moyen terme de série 13 d'un capital global de 300 M\$, dans le cadre d'une réouverture, aux termes de son prospectus relatif aux BMT de 2019, en sa version complétée par trois suppléments de fixation de prix datés du 9 septembre 2019. Pembina a affecté le produit net tiré de la vente des billets à moyen terme de série 14, de série 15 et de série 13 au remboursement de dettes à court terme en vertu de la facilité de prêt à terme non renouvelable de 1 G\$ qui a été conclue le 9 mars 2018, ainsi qu'au financement de son programme d'immobilisations et à d'autres fins générales d'entreprise. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* ».
- 26 septembre Veresen Midstream a modifié ses facilités de crédit garanties de rang supérieur qui devaient initialement venir à échéance le 20 avril 2022. Selon les modalités de la modification et de la prorogation obtenues auprès d'un syndicat de prêteurs, Veresen Midstream a accru sa capacité d'emprunt, la portant à 225 M\$ en vertu de la facilité de crédit renouvelable et à 2,6 G\$ de fonds disponibles en vertu de la facilité à terme. Les dotations aux amortissements prévues par la facilité à terme ont été reportées de 24 mois et recommenceront le 30 septembre 2021. La date d'échéance des deux facilités d'emprunt a été reportée au 20 avril 2024.
- 1^{er} novembre Pembina a annoncé la première étape d'une autre expansion de son réseau de pipelines Peace (l'« **expansion de la capacité de transport de phase IX** »), qui comprend de nouveaux pipelines d'un diamètre de 6 pouces et de 16 pouces désengorgeant le corridor au nord de Gordondale, des mises à niveau à une station de pompage et la conversion de pipelines existants, qui servent actuellement à des mises en lot, en lignes à produit unique. L'expansion de la capacité de transport de phase IX avait un coût estimatif de 100 M\$ et est soutenue par des contrats de 10 ans conclus avec des contreparties essentiellement de premier ordre aux termes d'importants engagements d'achat ferme. Il était prévu que l'expansion de la capacité de transport de phase IX soit mise en service au cours du quatrième trimestre de 2021, sous réserve des approbations environnementales et réglementaires.
- Pembina a également annoncé que son conseil d'administration avait approuvé l'aménagement d'une installation de cogénération de 120 M\$ à Empress, dont la mise en service est prévue pour le milieu de 2022, sous réserve des approbations environnementales et réglementaires.
- De plus, Pembina a annoncé les faits saillants de son rendement relativement aux facteurs ESG pour 2018, soulignant : (i) la poursuite de ses activités de façon sûre et fiable et l'absence de défaillance importante; (ii) une réduction importante de la fréquence des accidents de véhicules motorisés par suite de la mise en œuvre de diverses initiatives visant à améliorer les aptitudes de conduite; (iii) l'investissement de plus de 11 M\$ dans des collectivités où elle exerce des activités; et (iv) plus de 5 500 heures de bénévolat de la part de ses employés.
- Enfin, Pembina a annoncé : (i) sa « position sur le carbone », qui reflète son engagement envers la réduction de l'intensité des émissions de GES dans chacune de ses entreprises, et (ii) sa « position sur la diversité et l'inclusion », qui reflète son engagement envers la diversité, l'égalité des chances et l'assurance que ses employés peuvent prospérer dans un environnement inclusif.
- 10 décembre Pembina a annoncé que les porteurs des actions à droit de vote de KML et des actions privilégiées de KML, lors d'assemblées extraordinaires distinctes des actionnaires, avaient voté pour approuver l'acquisition de Kinder Morgan Canada. Pembina a également annoncé que la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta avait approuvé l'acquisition de Kinder Morgan Canada.
- 16 décembre Pembina a annoncé la clôture de l'acquisition de Kinder. Pembina a également annoncé que son conseil d'administration avait approuvé une hausse de 5 % du taux de dividende mensuel sur les actions ordinaires, qui est passé de 0,20 \$ l'action ordinaire à 0,21 \$ l'action ordinaire.

Faits récents en 2020

- 7 janvier Pembina a annoncé la signature d'un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction à prix forfaitaire (le « **contrat d'IAC relatif à l'installation de DHP** ») relatif à la construction de l'installation de DHP de CKPC faisant partie de son installation de DHP et de valorisation du PP intégrée. Dans le cadre de la signature du contrat d'IAC relatif à l'installation de DHP, CKPC a fixé environ 60 % du coût de l'installation de DHP/PP et Pembina a porté sa quote-part du coût en capital de l'installation de DHP/PP, y compris les installations de soutien détenues directement en propriété exclusive, de 2,5 G\$ à 2,7 G\$.
- 10 janvier Pembina a émis et vendu des billets à moyen terme de série 10 d'un capital global de 250 M\$, des billets à moyen terme de série 11 d'un capital global de 500 M\$ et des billets à moyen terme de série 12 d'un capital global de 250 M\$, dans le cadre de la réouverture de l'émission de chaque série, aux termes de son prospectus relatif aux BMT de 2019 daté du 30 août 2019, en sa version complétée par des suppléments de fixation du prix connexes datés du 8 janvier 2020. Pembina a affecté le produit net tiré de la vente des billets à moyen terme de série 10, de série 11 et de série 12 au remboursement de dettes à court terme aux termes de sa facilité de crédit renouvelable, ainsi qu'au financement de son programme d'immobilisations et à d'autres fins générales d'entreprise. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* ».
- 3 février CKPC a conclu avec TR Canada E&C Inc. un contrat de services d'ingénierie et d'approvisionnement remboursables visant l'installation de valorisation du PP.
- 27 février CKPC a procédé à la clôture d'une convention de crédit garantie de rang supérieur consortiale comprenant une facilité à terme amortissable de 1,7 G\$ US et une facilité renouvelable de 150 M\$ US, qui a été garantie à parts égales et à titre individuel par les propriétaires, Pembina et PIC, jusqu'à l'achèvement de la construction. La date d'échéance définitive de la facilité à terme et de la facilité renouvelable est le 27 février 2027.
- Février L'infrastructure du NECB à Montney a été mise en service. Cette infrastructure est appuyée par des ententes appliquant le principe de la rémunération des services utilisés et des ententes en fonction des coûts de service à long terme. En ce qui concerne l'infrastructure du NECB à Montney, un client a également conclu des contrats de service fermes à long terme prévoyant des engagements d'achat ferme à l'égard des pipelines en aval.
- 18 mars En réponse à la pandémie de COVID-19 et au déclin important des prix de l'énergie à l'échelle internationale, Pembina a annoncé une réduction de 900 M\$ à 1,1 G\$ au chapitre de ses programmes de dépenses en immobilisations pour 2020, soit une réduction d'environ 40 % à 50 % par rapport au budget d'immobilisations de 2,3 G\$ annoncé précédemment par la Société. À cet égard, Pembina a également annoncé que les projets d'expansion suivants, annoncés précédemment, seraient reportés : (i) l'expansion de la capacité de transport de phase VII, l'expansion de la capacité de transport de phase VIII et l'expansion de la capacité de transport de phase IX, ce qui représente un capital total de 1,55 G\$; (ii) l'installation de cogénération d'Empress, ce qui représente un capital total de 120 M\$; (iii) l'expansion du terminal de Prince Rupert, ce qui représente un capital total de 175 M\$; et (iv) l'investissement de Pembina dans l'installation de DHP/PP, ce qui représente un capital total de 2,7 G\$, revenant à Pembina. D'autres dépenses en immobilisations discrétionnaires ont également été retirées du budget d'immobilisations de Pembina pour 2020.
- 19 mars Pembina a annoncé qu'elle avait reçu un certificat d'approbation de la FERC pour Jordan Cove.
- Mars Les pipelines d'embranchement de condensats à Wapiti et les installations de traitement du gaz corrosif de Duvernay ont été mis en service.
- 6 avril Pembina a annoncé qu'elle avait conclu une facilité de crédit renouvelable non garantie de 800 M\$ auprès de certains de ses principaux prêteurs existants. Pembina peut utiliser la facilité de crédit, qui a une durée initiale de deux ans, aux fins générales de son entreprise, ce qui lui procure des liquidités supplémentaires et de la souplesse au besoin. Les modalités et conditions de cette facilité de crédit renouvelable, y compris les engagements financiers, sont semblables pour l'essentiel à celles de la facilité de crédit renouvelable de Pembina.
- 7 mai Pembina a annoncé qu'elle avait conclu un emprunt à terme non renouvelable et non garanti de 250 M\$ US avec une banque mondiale, ce qui procure des liquidités supplémentaires et plus de souplesse dans la structuration du capital de Pembina. L'emprunt à terme non renouvelable en dollars américains a une durée initiale de cinq ans.

Les modalités et conditions de cet emprunt à terme non renouvelable, y compris les engagements financiers, sont semblables pour l'essentiel à celles de la facilité de crédit renouvelable de Pembina.

- 8 mai MM. Bob Michaleski et Jeff Smith ont quitté le conseil après ne pas s'être présentés aux fins de réélection. M. Robert G. Gwin s'est joint au conseil d'administration après que les actionnaires ont approuvé sa nomination au conseil à l'assemblée de 2020 et, après cette assemblée, M^{me} Cynthia Carroll a été nommée au conseil d'administration par le conseil.
- 28 mai Pembina a émis et vendu des billets à moyen terme de série 7 d'un capital global de 100 M\$ au moyen d'une réouverture d'émission et des billets à moyen terme de série 16 d'un capital global de 400 M\$ aux termes de son prospectus relatif aux BMT de 2019 daté du 30 août 2019, en sa version complétée par des suppléments de fixation du prix connexes datés du 28 mai 2020. Pembina a affecté le produit net tiré de la vente des billets à moyen terme de série 7 et de série 16 au remboursement de dettes aux termes de sa facilité de crédit renouvelable, ainsi qu'au financement de son programme d'immobilisations et à d'autres fins générales d'entreprise. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets à moyen terme* ».
- Juin L'expansion de la capacité de transport de phase VI a été mise en service.
- Octobre Les installations de fractionnement et de terminal à Empress ont été mises en service.
- 3 décembre Pembina a publié son rapport relatif à la durabilité pour 2020, qui présente l'approche, le rendement récent et les initiatives futures de la Société en ce qui concerne les facteurs ESG qui revêtent de l'importance pour les parties intéressées et l'entreprise de Pembina. Voir « *Autres renseignements concernant l'entreprise de Pembina* ».
- 14 décembre Pembina a présenté ses prévisions financières pour 2021, y compris des dépenses en immobilisations totalisant 785 M\$.
- Pembina a annoncé des plans visant à relancer l'expansion de la capacité de transport de phase VII, projet dont la portée a été révisée. Le coût en capital estimatif de l'expansion de la capacité de transport de phase VII a été révisé à la baisse d'environ 175 M\$, pour s'établir à 775 M\$. La date de mise en service de l'expansion de la capacité de transport de phase VII a été reportée au premier semestre de 2023. Par suite de la révision de la portée du projet d'expansion de la capacité de transport de phase VII, la capacité de transport estimative a été ramenée de 240 kb/j à 160 kb/j.
- Pembina a également annoncé le redémarrage du projet d'installation de cogénération d'Empress dans ses installations de traitement et de terminal de liquides de gaz naturel à Empress, en Alberta. Le coût en capital estimatif de l'aménagement de l'installation de cogénération d'Empress s'établit à 120 M\$. La mise en service de l'installation de cogénération d'Empress devrait avoir lieu au premier trimestre de 2023, sous réserve des approbations réglementaires et environnementales.
- De plus, Pembina a annoncé la suspension pour une durée indéterminée de la construction de l'installation de DHP/PP en raison des risques importants découlant de la pandémie de COVID-19, surtout en ce qui concerne les coûts aux termes du contrat d'IAC relatif à l'installation de DHP, qui est soumis à une condition de force majeure. En raison de cette incertitude, Pembina a annoncé qu'elle prévoyait comptabiliser une importante perte de valeur sur le projet au quatrième trimestre de 2020. Aucun montant n'a été prélevé sur la facilité de crédit de CKPC.
- Pembina a annoncé par ailleurs qu'elle prévoyait comptabiliser une importante perte de valeur sur sa participation privilégiée cumulative convertible de 50 % dans le gazoduc de Ruby en raison (i) de l'expiration de contrats fermes et des taux tarifaires du service interruptible en vigueur connexes, (ii) des données fondamentales du bassin des montagnes Rocheuses et (iii) de l'incertitude persistante associée au moment de l'obtention des approbations pour Jordan Cove.
- 30 décembre Pembina a déposé son prospectus préalable de base 2020.

Faits récents jusqu'à présent en 2021

- 19 janvier La FERC a rejeté une demande concernant Jordan Cove et visant à obtenir un jugement déclaratoire selon lequel le département de la qualité de l'environnement de l'Oregon a renoncé à son pouvoir de délivrer un certificat de qualité de l'eau en vertu de l'article 401 de la loi intitulée *Clean Water Act*, car celui-ci a omis d'agir pendant le délai prescrit par la loi.
- 25 janvier Pembina a émis et vendu des billets subordonnés à taux fixe-fixe à 4,80 %, série 1 échéant le 25 janvier 2081 d'un capital global de 600 M\$ (les « **billets subordonnés de série 1** ») aux termes de son prospectus préalable de base 2020, en sa version complétée par un supplément de prospectus daté du 12 janvier 2021. Dans le cadre de l'émission des billets subordonnés de série 1, Pembina a également émis 600 000 actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A (les « **actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A** ») devant être détenues en fiducie par Société de fiducie Computershare du Canada afin de régler les obligations de Pembina aux termes de l'acte relatif aux billets subordonnés à l'égard des billets subordonnés de série 1. Pembina entend affecter le produit net tiré de la vente des billets subordonnés de série 1 au rachat de ses actions privilégiées de catégorie A, série 11 et de ses actions privilégiées de catégorie A, série 13, au remboursement de dettes en cours et à d'autres fins générales d'entreprise. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets subordonnés de série 1* » et « *Description de la structure du capital de Pembina — Actions privilégiées de catégorie A* ».
- Pembina a annoncé son intention de racheter la totalité de ses 6,8 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 11 émises et en circulation le 1^{er} mars 2021, à un prix de rachat de 25,00 \$ par action privilégiée de catégorie A, série 11, déduction faite de tout impôt devant être déduit ou retenu par Pembina. Le prix de rachat total pour Pembina sera de 170 M\$.
- 8 février Le secrétaire au commerce pour les océans et l'atmosphère des États-Unis a confirmé la contestation de l'attestation de conformité de Jordan Cove en vertu de la loi intitulée *Coastal Zone Management Act* par le département de la conservation et de l'aménagement des terres de l'Oregon, rejetant l'appel de Pembina à cet égard.

DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE ET DES ACTIVITÉS DE PEMBINA

But de Pembina

Être le chef de file qui offre des solutions d'infrastructures intégrées reliant les marchés mondiaux;

- les **clients** nous choisissent en premier lieu pour obtenir des services à valeur ajoutée et fiables;
- les **investisseurs** reçoivent des rendements prévisibles parmi les plus intéressants du secteur;
- les **employés** affirment que nous sommes l'« employeur de choix » et tiennent à notre culture organisationnelle sécuritaire, respectueuse, collaborative et juste;
- les **collectivités** nous font bon accueil et reconnaissent les retombées positives nettes de notre engagement social et environnemental.

Aperçu de l'entreprise de Pembina

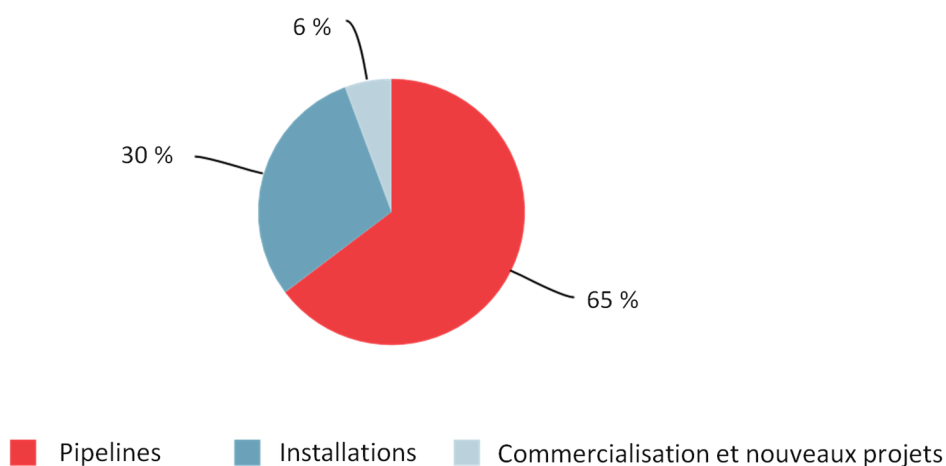
L'industrie pétrolière et gazière est divisée en trois secteurs généraux : le secteur en amont, le secteur intermédiaire et le secteur en aval. Le secteur en amont couvre l'exploration et la production de gaz et de liquides d'hydrocarbures en leur forme brute. Dans le secteur intermédiaire, les hydrocarbures sont recueillis, traités, transportés et commercialisés vers le secteur en aval. Le secteur en aval regroupe les raffineries, les installations pétrochimiques, les utilisateurs finaux, les distributeurs régionaux et les grossistes.

Pembina est un important fournisseur de services de transport et de services intermédiaires qui compte plus de 65 ans d'expérience dans le secteur énergétique nord-américain. Elle est propriétaire d'un réseau intégré de pipelines transportant

divers hydrocarbures sous forme liquide et des produits de gaz naturel produits principalement dans l'Ouest canadien. La Société est aussi propriétaire d'installations de collecte et de traitement de gaz, d'une infrastructure liée au pétrole et aux liquides de gaz naturel et d'une entreprise de logistique; et elle développe une entreprise de terminaux d'exportation. Les actifs intégrés et les activités commerciales de Pembina dans la majorité des étapes de la chaîne de valeur des hydrocarbures lui permettent d'offrir une gamme complète de services intermédiaires et de commercialisation au secteur de l'énergie. Pembina s'emploie à repérer des occasions supplémentaires de relier la production d'hydrocarbures à de nouveaux emplacements de demande au moyen du développement d'infrastructures qui augmenteraient davantage l'offre de services de Pembina le long de la chaîne de valeur des hydrocarbures. De telles nouvelles activités serviront à assurer que les hydrocarbures produits dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et les autres bassins où Pembina exerce ses activités puissent pénétrer les marchés à valeur ajoutée la plus élevée partout dans le monde.

Pembina est répartie en trois divisions : la Division des pipelines, la Division des installations et la Division de la commercialisation et des nouveaux projets, qui sont décrites dans leur rubrique respective de la présente notice annuelle.

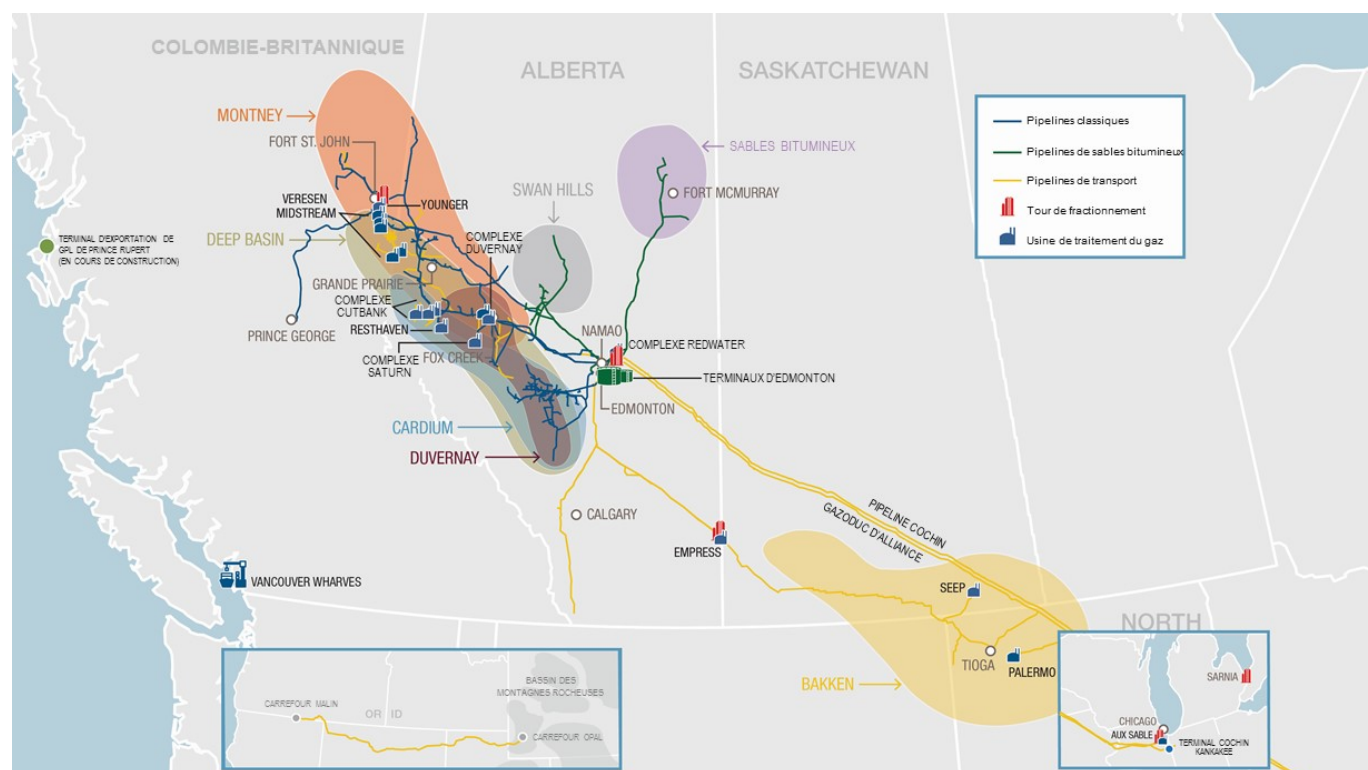
Le BAIIA ajusté⁽¹⁾ de chacune des trois divisions⁽²⁾ de Pembina en 2020 s'établissait comme suit :



⁽¹⁾ Voir « Mesures non conformes aux PCGR ».

⁽²⁾ Compte non tenu du siège social et des éliminations intersectorielles.

La carte ci-dessous montre les principaux actifs de Pembina :



Le tableau suivant présente certaines données financières principales pour 2020 et 2019.

Données financières principales
(en M\$ sauf indication contraire)

	Pipelines		Installations		Commercialisation et nouveaux projets ⁽¹⁾		Siège social et éliminations intersectorielles		Total ⁽¹⁾	
(en M\$)	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Produits des activités ordinaires ⁽¹⁾	2 251	1 787	1 231	1 121	2 956	3 946	(485)	(482)	5 953	6 372
Coût des marchandises vendues, y compris les achats de produits ⁽¹⁾	—	—	11	4	2 815	3 559	(317)	(311)	2 509	3 252
Produits des activités ordinaires nets ⁽²⁾	2 251	1 787	1 220	1 117	141	387	(168)	(171)	3 444	3 120
BAIIA ajusté ⁽²⁾	2 208	1 854	1 012	955	193	423	(132)	(171)	3 281	3 061

⁽¹⁾ La Société a retraité certains de ses renseignements financiers pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019 pour tenir compte du retraitement des produits des activités ordinaires et du coût des marchandises vendues pour ces périodes en lien avec le traitement comptable par la Société de certains contrats au sein de sa division Commercialisation et nouveaux projets. Les chiffres présentés reflètent les montants en dollars retraités pour la division Commercialisation et nouveaux projets pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019.

⁽²⁾ Voir « Mesures non conformes aux PCGR ».

Une description plus détaillée des résultats financiers et des résultats d'exploitation et des faits récents des secteurs d'activité de Pembina pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019 est présentée à la rubrique « Résultats sectoriels » du rapport de gestion, laquelle est intégrée par renvoi dans les présentes.

Division des pipelines

Aperçu

La division des pipelines fournit aux clients des services de transport par pipeline, de terminal, d'entreposage et ferroviaires aux plaques tournantes clés du marché au Canada et aux États-Unis pour le pétrole brut, les condensats, les liquides de gaz naturel et le gaz naturel. La division gère une capacité de transport par pipeline de 3,1 Mbep/j⁽¹⁾, un entreposage en surface de 11 Mb⁽¹⁾ et une capacité de terminal ferroviaire d'environ 145 kbep/j⁽¹⁾ parmi ses actifs classiques, de sables bitumineux et de pétrole lourd et de transport. Les actifs classiques comprennent des pipelines et des plaques tournantes de terminal à emplacement stratégique qui assurent la collecte et le transport de pétroles bruts léger et moyen, de condensats et de liquides de gaz naturel de l'ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique vers la région d'Edmonton (Alberta) en vue d'un autre traitement ou transport par pipeline en aval. Les actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd assurent le transport de pétrole brut lourd et synthétique produit en Alberta vers la région d'Edmonton (Alberta) et offrent des services d'entreposage, de terminal et ferroviaires connexes. Les actifs de transport assurent le transport de gaz naturel, d'éthane et de condensats partout au Canada et aux États-Unis par des pipelines de longue distance reliant diverses plaques tournantes clés du marché. En outre, les actifs de la division des pipelines établissent des liens entre les actifs en amont et en aval de Pembina partout en Amérique du Nord, ce qui permet d'offrir des services intégrés aux clients. Ensemble, ces actifs fournissent des produits provenant de régions productrices d'hydrocarbures à des raffineries, à des tours de fractionnement et aux plaques tournantes du marché en Alberta, en Colombie-Britannique, en Illinois et en Californie, ainsi que dans d'autres régions partout en Amérique du Nord.

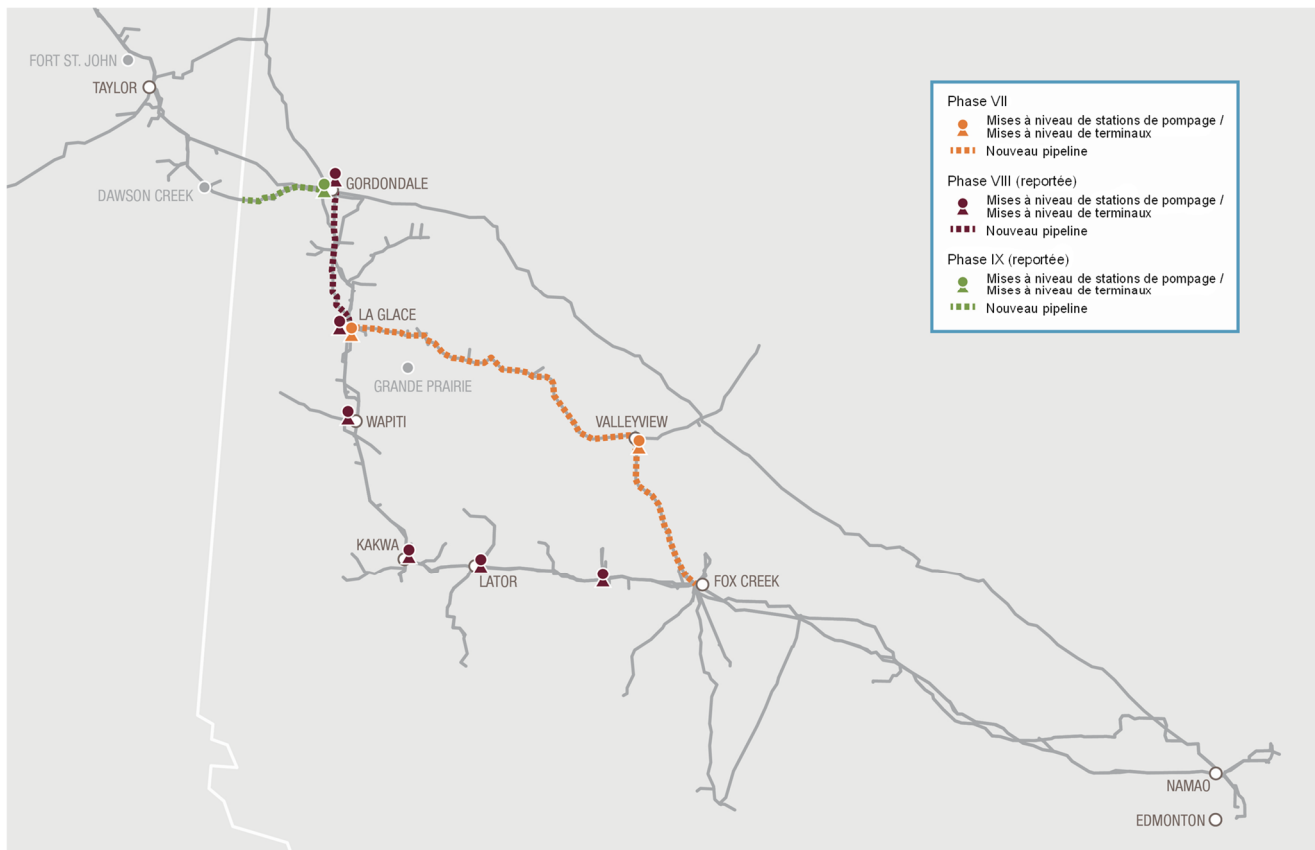
⁽¹⁾ Capacité nette à l'exclusion des projets en construction.

Actifs classiques

Les principaux actifs classiques de Pembina comprennent les suivants :

- le réseau du pipeline Peace (le « **pipeline Peace** »), qui comprend environ 3 750 km de pipelines, dont des pipelines d'embranchement de collecte, qui transportent du mélange d'éthane (C₂+), du mélange de propane (C₃+), du pétrole brut et des condensats du nord-ouest de l'Alberta jusqu'à Edmonton (Alberta) et jusqu'à Fort Saskatchewan (Alberta);
- le réseau du pipeline du Nord (le « **pipeline du Nord** »), qui comprend environ 700 km de pipelines, dont des pipelines d'embranchement de collecte, qui transportent des LGN de Belloy (Alberta) jusqu'à Fort Saskatchewan (Alberta).

Pembina continue de constater une demande croissante de services de transport de la part des clients pour soutenir le développement, entre autres, des zones de ressources Montney et Duvernay et est actuellement en voie d'entreprendre les expansions à l'intérieur de l'Alberta supplémentaires suivantes du pipeline Peace et du réseau de pipelines du Nord, dont certaines sont actuellement reportées. Ces expansions sont décrites ci-après.



- L'expansion de la capacité de transport de phase VII (l'« **expansion de la capacité de transport de phase VII** »), qui inclut un pipeline d'un diamètre de 20 pouces et d'une longueur d'environ 220 km dans le corridor La Glace-Valleyview-Fox Creek et deux nouvelles stations de pompage ou mises à niveau de terminaux, entre La Glace et Edmonton (Alberta). L'expansion de la capacité de transport de phase VII ajoutera environ 160 kb/j de capacité supplémentaire en amont de Fox Creek, donnant accès à la capacité disponible du réseau principal en aval de Fox Creek. L'expansion de la capacité de transport de phase VII devrait être mise en service au cours du premier semestre de 2023.
- Comme il a été annoncé précédemment, en réponse à la pandémie de COVID-19, au ralentissement économique qui en a découlé et à la baisse de la demande de pétrole brut, de condensats et de LGN, Pembina a décidé, en mars 2020, de reporter certains de ses projets d'expansion déjà annoncés, notamment les suivants :
 - l'expansion de la capacité de transport de phase VIII (l'« **expansion de la capacité de transport de phase VIII** »), qui inclut des pipelines d'un diamètre de 10 pouces et de 16 pouces dans le corridor de Gordondale à La Glace, ainsi que plusieurs nouvelles stations de pompage ou mises à niveau de terminaux situées entre Gordondale et Fox Creek, qui permettrait l'instauration d'un service de pipeline distinct pour les mélanges de LGN d'éthane-plus et de propane-plus entre la région centrale de Montney près de Gordondale et la région d'Edmonton (Alberta) pour livraison sur le marché;
 - la première étape de l'expansion de la capacité de transport de phase IX (l'« **expansion de la capacité de transport de phase IX** »), qui inclut des pipelines d'un diamètre de 6 pouces et de 16 pouces, la conversion de pipelines existants qui servent actuellement à des mises en lot en lignes à produit unique, ainsi que des mises à niveau à une station de pompage. L'expansion de la capacité de transport de phase IX désengorgerait le corridor au nord de Gordondale.

L'expansion de la capacité de transport de phase VIII et l'expansion de la capacité de transport de phase IX complèteraient la séparation des produits à PVF et à PVÉ dans tout le réseau en soutenant de nouvelles occasions d'optimisation. Aussi, Pembina continue d'être en mesure d'ajouter une capacité d'environ 200 000 kb/j à ses pipelines de livraison aux marchés de Fox Creek (Alberta) à Namao (Alberta), grâce à l'ajout à un coût relativement faible de stations de pompage sur ces réseaux principaux, portant la capacité totale du pipeline Peace et du pipeline du Nord à 1,3 Mb/j. La séparation totale

des marchandises sur le pipeline Peace et le pipeline du Nord entraînerait des occasions d'optimisation du réseau en raison de la réduction des problèmes de gestion de la mise en lot et de la qualité. Cette optimisation (l'« **expansion de la capacité de transport de phase X** ») pourrait créer une capacité supplémentaire d'au plus 100 000 b/j au moyen de dépenses en immobilisations minimales.

- Le réseau du pipeline de Drayton Valley (le « **pipeline de Drayton Valley** »), qui comprend environ 1 100 km de pipelines, dont des pipelines d'embranchement de collecte, qui transportent du pétrole brut et des condensats en provenance de la région située au sud-ouest d'Edmonton (Alberta) jusqu'à Edmonton (Alberta).
- Le réseau du pipeline NECB (le « **pipeline NECB** »), qui comprend environ 350 km de pipelines, dont des pipelines d'embranchement de collecte, qui transportent des LGN, du pétrole brut et des condensats du nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'à Taylor (Colombie-Britannique).
- Le réseau du pipeline de l'Ouest (le « **pipeline de l'Ouest** »), qui comprend environ 400 km de pipelines qui transportent du pétrole brut de Taylor (Colombie-Britannique) jusqu'à Prince George (Colombie-Britannique).
- Le réseau de pipelines de collecte des liquides (le « **RCL** »), qui comprend environ 400 km de pipelines, dont des pipelines d'embranchement de collecte, qui transportent des LGN en provenance du nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'à Gordondale.
- Le réseau de pipelines de LGN Brazeau (le « **pipeline Brazeau** »), qui comprend environ 500 km de pipelines, dont des pipelines d'embranchement de collecte, qui transportent des LGN en provenance d'usines de traitement du gaz naturel situées au sud-ouest d'Edmonton (Alberta) jusqu'à Fort Saskatchewan (Alberta).
- La plaque tournante canadienne pour les diluants (la « **plaque tournante canadienne pour les diluants** »), qui comporte un entreposage en surface d'environ 500 kb et relie directement les volumes de condensats canadiens et américains aux sables bitumineux au moyen de pipelines de tiers situés en aval.
- Le terminal Edmonton North (« **TEN** »), lequel comporte un entreposage en surface d'environ 900 kb avec accès à un approvisionnement en pétrole brut et en condensats transporté sur les pipelines exploités par Pembina et à des produits provenant de divers pipelines exploités par des tiers.
- 14 terminaux routiers, lesquels donnent un accès aux pipelines et aux marchés pour la production de condensats et de pétrole brut non reliés à des pipelines.

Environ 65 expéditeurs, notamment des producteurs indépendants et des sociétés pétrolières et gazières multinationales, sont raccordés aux réseaux de pipelines classiques dont Pembina est propriétaire et exploitante. Les principaux points de livraison des hydrocarbures à partir de Pembina comprennent les réseaux de pipelines d'Enbridge pour plusieurs produits, le terminal North 40 de Pembina et le réseau de pipelines Trans Mountain près d'Edmonton (Alberta), la raffinerie Strathcona de la région d'Edmonton, la plaque tournante canadienne pour les diluants de Pembina, près de Fort Saskatchewan (Alberta), les pipelines de diluants de sables bitumineux reliés, une raffinerie située à Prince George (Colombie-Britannique), le RCEA et l'ensemble des tours de fractionnement importantes des LGN situées près de Fort Saskatchewan (Alberta).

Les terminaux classiques de Pembina sont configurés de façon à donner accès aux qualités de pétrole brut canadien usuelles et à fournir des services connexes à celles-ci ainsi qu'à donner accès aux flux de condensats locaux et importés. Les terminaux fournissent des services essentiels aux clients de Pembina en leur offrant la souplesse du transport sortant et une capacité d'entreposage en surface.

Aux terminaux routiers de Pembina, la clientèle est généralement composée des mêmes producteurs qui cherchent à transporter divers produits, y compris des condensats, sur les réseaux classiques et de sables bitumineux et de pétrole lourd de Pembina. Les terminaux routiers sont particulièrement intéressants pour les producteurs qui ne sont pas en mesure de justifier des raccordements entre les installations pétrolières et les pipelines en raison de la production quotidienne relativement faible, ou qui produisent avant d'être raccordés aux pipelines.

Les contrats associés aux actifs classiques de Pembina appliquent le principe de la rémunération des services utilisés, mais leur structure varie comme suit :

Contrats d'achat ferme : Pembina vise à s'assurer des volumes de base sur ses réseaux de pipelines Peace et du Nord aux termes d'une structure contractuelle ferme selon laquelle un tarif de rémunération des services, qui comprend les frais d'exploitation transmis pour l'électricité et les événements extraordinaires, est fixé dans le contrat et les clients obtiennent une quantité ferme de capacité du pipeline pour le transport de leur produit. Aux termes de contrats fermes, les clients conviennent également d'un engagement quant aux produits des activités ordinaires ou d'un volume minimum (un « **achat ferme** »).

Coût du service : Les pipelines classiques de Pembina en Colombie-Britannique sont principalement exploités selon une méthodologie de coût du service aux termes de laquelle Pembina est en mesure de transmettre le coût d'exploitation réel des réseaux aux expéditeurs tout en obtenant un rendement négocié sur le capital investi. Aux termes des contrats du coût du service, Pembina est tenue de maintenir une capacité fixe pour les expéditeurs et les expéditeurs sont tenus de payer leur quote-part de la base tarifaire et du coût d'exploitation, qu'ils utilisent ou non la totalité de la capacité fixe.

Contrats non fermes ou interruptibles : La capacité des actifs classiques qui n'est pas garantie aux termes des structures de contrats fermes ou de contrats du coût du service décrites ci-dessus est visée par des contrats au mois appliquant le principe de la rémunération des services utilisés, sur une base interruptible qui permettent à Pembina d'ajuster périodiquement les tarifs en fonction des volumes, des frais d'exploitation et des dépenses en immobilisations réels. Ces contrats n'obligent pas Pembina à garantir à un client une quantité précise de capacité exclusive. Les clients indiquent plutôt des volumes sur une base mensuelle et les tarifs sont établis périodiquement par le point de réception.

La majorité des produits de pétrole brut, de condensats et de LGN transportés par les réseaux de pipelines Peace et du Nord est assujettie à des contrats d'achat ferme à long terme. Au 31 décembre 2020, la durée résiduelle moyenne pondérée des contrats fermes sur le pipeline Peace et le pipeline du Nord était d'environ huit ans.

Les services fournis sur d'autres actifs classiques et réseaux comme le pipeline Drayton Valley, le RCL, le pipeline Brazeau, la plaque tournante canadienne pour les diluants et le TEN sont généralement visés par des contrats interruptibles.

Le cadre concurrentiel du secteur des pipelines de pétrole brut, de condensats et de LGN dépend principalement du coût du transport, de l'accès aux sources d'approvisionnement, de la qualité et de la fiabilité du service, des options offertes par les transporteurs à forfait, de la proximité et de l'accès aux marchés ainsi que des offres de services supplémentaires.

Les pipelines classiques de Pembina sont des pipelines d'amenée qui déplacent les produits dans les champs, des installations pétrolières, des installations de traitement et des réservoirs d'entreposage vers les installations, les marchés et les pipelines d'exportation principalement dans la région d'Edmonton (Alberta) et de Fort Saskatchewan (Alberta) de la manière indiquée ci-dessus. La plupart des pipelines classiques de Pembina sont raccordés aux installations pétrolières et à d'autres installations existantes. Les volumes existants demeurent généralement raccordés au réseau de pipelines visé jusqu'à ce qu'il ne soit plus rentable de continuer à fournir les services de transport par pipeline. Une telle situation peut survenir pour différentes raisons, y compris une faiblesse des volumes ou une hausse des coûts du maintien de l'intégrité, auquel cas le raccordement peut être coupé et le producteur peut transporter par camion les volumes à un autre point de livraison. En raison des antécédents de Pembina en ce qui a trait à la sécurité, à la fiabilité et à la rentabilité des activités, des services, de la nature intégrée et complexe de ses réseaux et du niveau élevé de service à la clientèle, un concurrent peut difficilement offrir les mêmes services que ceux de Pembina.

Contrairement aux installations raccordées, les producteurs non raccordés transportent d'ordinaire leurs produits par camion jusqu'à l'installation de déchargement la plus économique, et de nombreux fournisseurs de services qui desservent les mêmes territoires font donc concurrence à Pembina directement. Habituellement, un producteur choisit un terminal routier en fonction notamment des droits. Il peut aussi être choisi en fonction des types de traitement que les volumes peuvent nécessiter, le cas échéant, pour respecter les spécifications du pipeline ou des possibilités d'arbitrage en fonction de l'emplacement associées au produit. Pembina est propriétaire de terminaux routiers afin d'aider à regrouper les volumes non raccordés à ses réseaux. Il existe plusieurs autres pipelines et exploitants de terminaux qui se font concurrence pour des volumes transportés par camion dans les zones d'exploitation de Pembina. Parmi ces concurrents, mentionnons les tours de fractionnement des marchés locaux pour les LGN ainsi que le transport ferroviaire et de nombreux pipelines raccordés à des terminaux pour le pétrole brut et les condensats.

L'exploitation des LGN par les producteurs demeure une activité dans les zones de ressources Deep Basin (du Crétacé), Montney et Duvernay desservies par les réseaux de pipelines Peace et du Nord de Pembina. Pembina a réussi à tirer profit de ses actifs existants pour offrir une capacité marginale dans ces régions, comme l'attestent les nombreux projets d'expansion des pipelines de Pembina,

Actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd

Les principaux actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd de Pembina comprennent les suivants :

- le réseau de pipelines Syncrude (le « **pipeline Syncrude** »), lequel comprend des pipelines d'une longueur d'environ 450 km et d'une capacité de 389 kb/j. Pembina est le seul transporteur de pétrole brut synthétique pour le projet Syncrude aux points de livraison près d'Edmonton (Alberta);
- le réseau de pipelines Horizon (le « **pipeline Horizon** »), lequel comprend des pipelines d'une longueur d'environ 525 km et d'une capacité de 335 kb/j. Pembina transporte du pétrole brut synthétique pour le projet Horizon aux points de livraison près d'Edmonton (Alberta);
- le réseau de pipelines d'embranchement Cheecham (le « **pipeline d'embranchement Cheecham** »), lequel comprend des pipelines d'une longueur d'environ 50 km et d'une capacité de 230 kb/j qui transporte le pétrole brut synthétique depuis un poste de pompage commun au pipeline Syncrude et au pipeline Horizon jusqu'à l'installation de terminal située près de Cheecham (Alberta), où il sert de diluant pour les producteurs de sables bitumineux qui exercent leurs activités au sud-est de Fort McMurray (Alberta);
- le réseau de pipelines Nipisi (le « **pipeline Nipisi** »), lequel comprend des pipelines s'étendant sur une longueur d'environ 375 km et d'une capacité de 111 kb/j et achemine du pétrole lourd fluidifié d'Utikuma (Alberta) jusqu'à Edmonton (Alberta). Le réseau de pipelines Mitsue (le « **pipeline Mitsue** »), lequel comprend des pipelines s'étendant sur une longueur d'environ 250 km et d'une capacité de 22 kb/j et transporte des condensats de Whitecourt (Alberta) jusqu'à Utikuma (Alberta). Le pipeline Mitsue assure le transport de condensats aux producteurs de pétrole lourd qui exercent leurs activités dans les régions de Pelican Lake et de Peace River en Alberta, qui s'en servent comme diluant afin d'acheminer leur produit dans le pipeline Nipisi.;
- le pipeline Swan Hills (le « **pipeline Swan Hills** »), lequel comprend un pipeline d'une longueur d'environ 425 km et d'une capacité de 48 kb/j qui transporte du pétrole brut non corrosif léger provenant de la région de Swan Hills (Alberta) aux points de livraison près d'Edmonton (Alberta);
- Les terminaux à Edmonton (Alberta) (les « **terminaux d'Edmonton** »), qui comprennent 36 réservoirs commerciaux d'une capacité d'environ 12,1 Mb (9,6 Mb nets revenant à Pembina) d'entreposage et une capacité de transport ferroviaire de pétrole brut de 290 kb/j (145 kb/j nets revenant à Pembina). Les terminaux sont raccordés à une suite très diversifiée de pipelines d'arrivée et de raccords de départ, y compris par pipeline et par voie ferroviaire, donnant lieu au raccordement le plus robuste dans la région d'Edmonton (Alberta). Les terminaux d'Edmonton comprennent divers actifs détenus en coentreprise avec deux contreparties différentes et sont décrits ci-après :
 - le terminal Edmonton South (le « **terminal Edmonton South** ») est un terminal de réservoirs commerciaux situé à Sherwood Park (Alberta). Les actifs de cette installation consistent en 15 réservoirs d'une capacité d'entreposage d'environ 5,1 Mb. Les 15 réservoirs sont actuellement loués de la Trans Mountain Corporation aux termes d'un arrangement à long terme et sont sous-loués à des tiers;
 - le terminal North 40 (le « **terminal North 40** ») est un terminal de réservoirs commerciaux situé à Sherwood Park (Alberta), immédiatement adjacent au terminal Edmonton South. Les actifs dans cette installation consistent en neuf réservoirs d'une capacité d'entreposage totale d'environ 2,15 Mb;
 - le terminal Base Line (le « **terminal Base Line** ») est un actif détenu en coentreprise par Pembina (50 %) et Keyera (50 %). Il s'agit d'un terminal d'entreposage de pétrole brut commercial situé sur un terrain loué à l'installation de Keyera Alberta EnviroFuels à Sherwood Park (Alberta). Les actifs dans cette installation consistent en 12 réservoirs d'entreposage d'une capacité totale de 4,8 Mb (2,4 Mb nets revenant à Pembina);

- le terminal ferroviaire Edmonton South (le « **terminal ferroviaire Edmonton South** ») est un actif détenu en coentreprise par Pembina (50 %) et Impériale (50 %). Le terminal est situé sur un terrain loué d'Impériale et a une capacité de débit totale d'environ 250 kb/j (125 kb/j nets) et peut accueillir un train-bloc. L'installation est desservie à la fois par les réseaux du Canadien National et de Chemin de fer Canadien Pacifique;
- le terminal Alberta Crude (le « **terminal Alberta Crude** ») est un actif détenu en coentreprise par Pembina (50 %) et Keyera (50 %). Il s'agit d'une installation de chargement ferroviaire de pétrole brut située sur un terrain loué de Keyera à Edmonton (Alberta). Le terminal est desservi par les réseaux ferroviaires du Canadien National et de Chemin de fer Canadien Pacifique et est raccordé par pipeline au terminal North 40 et au terminal Base Line. Le terminal a une capacité de chargement ferroviaire de pétrole brut manifeste d'environ 40 kb/j (20 kb/j nets revenant à Pembina).

Les actifs des terminaux d'Edmonton assurent un excellent raccordement d'arrivée et de départ, tant sur le plan des installations auxquelles ils sont raccordés que celui de la diversité des produits qui peuvent y être entreposés et transportés par ceux-ci. En plus d'offrir aux clients un accès considérable au marché par pipeline, par l'intermédiaire de ses installations sources de chargement ferroviaire de pétrole brut du terminal Alberta Crude et du terminal ferroviaire Edmonton South, les terminaux d'Edmonton sont en mesure d'offrir aux clients la marge de manœuvre leur permettant de transporter du pétrole brut vers des marchés sans accès à des pipelines, de compléter des livraisons à des marchés dont la capacité pipelinière est limitée et d'approvisionner en types de pétrole brut différents ou uniques des raffineries cherchant à maintenir des spécifications de pétrole brut déterminées.

Les principaux expéditeurs sur les pipelines de sables bitumineux et de pétrole lourd de Pembina sont pour la plupart de grandes sociétés d'exploration et de production en amont.

Les actifs pipeliniers de sables bitumineux et de pétrole lourd de Pembina offrent des services surtout aux termes de contrats renouvelables à long terme qui permettent de transférer les frais d'exploitation admissibles aux clients. Ainsi, le BAIIA ajusté de ces actifs est principalement fonction du montant des capitaux investis et n'est essentiellement pas sensible aux fluctuations de certains frais d'exploitation, du débit physique ou des prix des marchandises.

Le pipeline Syncrude de Pembina est entièrement visé par un contrat à long terme renouvelable appliquant le principe du coût du service et expirant au plus tôt à la fin de 2035.

Le pipeline Horizon est entièrement visé par un contrat conclu avec un seul client et est exploité aux termes d'un contrat à rendement fixe de 25 ans renouvelable qui expire en 2034.

Le pipeline d'embranchement Cheecham de Pembina est entièrement visé par un contrat conclu avec des expéditeurs aux termes de contrats renouvelables à rendement fixe de 25 ans qui expirent en 2032.

Le pipeline Nipisi et le pipeline Mitsue sont visés par des contrats d'une durée de 10 ans appliquant le principe de la rémunération des services utilisés, comportant un élément important d'achat ferme. Ces contrats expirent à la fin de 2021.

Le pipeline Swan Hills est utilisé par plusieurs expéditeurs qui transportent principalement sur une base interruptible.

Les terminaux d'Edmonton desservent une clientèle composée d'un ensemble diversifié de sociétés de production, de raffinage, de commercialisation et intégrées. Les terminaux d'Edmonton sont principalement visés par des ententes d'achat ferme à long terme. La grande majorité des produits des activités ordinaires est de nature ferme, tandis que les produits des activités ordinaires restants sont tirés des frais variables facturés pour des services supplémentaires fournis.

Bien que la capacité de l'infrastructure régionale pour la livraison vers la région d'Edmonton soit suffisante pour les niveaux de production actuels, le principal axe de développement de l'infrastructure devrait être l'accès à des marchés situés à l'extérieur de l'Alberta pour la plus grande partie de bitume et de pétrole lourd produit en Alberta, notamment grâce à des possibilités de capacité supplémentaire d'entreposage commercial aux terminaux de Pembina. À long terme, l'expansion de son infrastructure existante pour l'approvisionnement en condensats et en diluants de pétrole synthétique ainsi que des réseaux de livraison aux pipelines de bitume fluidifié et de pétrole lourd pourrait être nécessaire selon le taux de production des sables bitumineux et du pétrole brut à l'avenir. Voir « *Facteurs de risque — Risques inhérents à l'entreprise de Pembina — Remplacement des réserves, débit et demande de produits* ».

Compte tenu de la nature à long terme des investissements dans les sables bitumineux et le pétrole lourd, la plupart des pipelines desservant la production actuelle sont visés par des contrats de transport à long terme. La concurrence est principalement associée à l'offre supplémentaire qui nécessite une capacité de pipeline additionnelle. Dans certains cas, les sociétés de pipelines existantes ont des actifs sous-utilisés qui pourraient être réorientés afin de s'adapter aux besoins des clients, ce qui leur donne un avantage concurrentiel au moment de se disputer de nouveaux projets. Dans d'autres cas, lorsqu'il est nécessaire de construire d'importantes infrastructures nouvelles, les sociétés de pipelines sont en concurrence pour ces occasions en fonction principalement de leur expertise en matière d'exploitation, du coût du capital et de la souplesse au plan commercial.

Bien que la disponibilité limitée des terrains pour le développement dans la zone autour des terminaux d'Edmonton et les dépenses en immobilisations importantes nécessaires pour entreprendre des activités de terminal constituent des barrières considérables à l'entrée, les terminaux d'Edmonton font face à la concurrence d'autres terminaux ferroviaires et installations d'entreposage qui sont dans le voisinage général des terminaux ou qui disposent de réseaux de collecte qui sont, ou qui pourraient éventuellement s'étendre, dans des régions desservies par les terminaux d'Edmonton.

Actifs de transport

Les principaux actifs de transport de Pembina incluent les suivants :

Pipeline Vantage

Le réseau de pipelines Vantage (le « **pipeline Vantage** »), lequel comprend un pipeline d'une longueur de 786 km, dont des pipelines d'embranchement de collecte, et d'une capacité de 69 kb/j qui relie l'offre d'éthane de la zone de ressources Bakken (Dakota du Nord) au marché des produits pétrochimiques en Alberta. Les volumes proviennent de deux raffineries de gaz à Tioga (Dakota du Nord), s'étend vers le nord-ouest en passant par la Saskatchewan et se termine près d'Empress (Alberta), où il est relié au RCEA.

Les services de transport sur le pipeline Vantage reposent sur des contrats à long terme appliquant le principe de la rémunération des services utilisés assortis de dispositions d'achat ferme. À l'heure actuelle, les contrats visant le pipeline Vantage ont été conclus avec un seul client, ayant une infrastructure pétrochimique en Alberta, et de multiples points de réception raccordés le long du pipeline Vantage. Environ 50 % de la capacité du pipeline Vantage est visée par des contrats appliquant le principe d'achat ferme, les volumes supplémentaires transitant selon le principe de la rémunération des services utilisés. La durée des contrats varie de 10 à 20 ans, les contrats actuels expirant entre 2024 et 2035.

Réseau de collecte d'éthane de l'Alberta

Le réseau de collecte d'éthane de l'Alberta (le « **RCEA** ») transporte de l'éthane en Alberta à partir de diverses installations d'extraction d'éthane vers des complexes pétrochimiques importants situés près de Joffre (Alberta) et de Fort Saskatchewan (Alberta). D'une longueur totale de 1 336 km et d'une capacité nominale totale d'environ 330 kb/j, le RCEA se compose d'un tronçon est, d'un tronçon ouest et d'un tronçon nord bidirectionnel, qui forment un réseau intégré comprenant des interconnexions avec des sites d'entreposage souterrain à Fort Saskatchewan (Alberta) et à Burstall (Saskatchewan).

Les expéditeurs du RCEA se composent actuellement de producteurs ou de consommateurs d'éthane majeurs qui ont des investissements importants dans l'infrastructure énergétique et/ou le secteur pétrochimique en Alberta. Près de 100 % de la capacité du RCEA est assujettie à des ententes d'achat ferme d'une durée de 20 ans expirant en 2038.

Gazoduc d'Alliance

Le réseau de gazoducs d'Alliance (le « **gazoduc d'Alliance** ») est détenu par l'intermédiaire d'Alliance Canada et d'Alliance É.-U., toutes deux étant détenues en copropriété par Pembina (50 %) et indirectement par Enbridge (50 %).

Le gazoduc d'Alliance consiste en un gazoduc de transport de gaz naturel canadien et américain intégré d'une longueur de 3 849 km, livrant du gaz riche provenant du BSOC et du bassin de Williston dans le Dakota du Nord aux marchés de gaz naturel dans la région de Chicago (Illinois). Le gazoduc d'Alliance est en service commercial depuis décembre 2000 et livre actuellement en moyenne 1,6 Gpi³/j de gaz riche. Il est raccordé à l'installation Channahon d'Aux Sable à Channahon (Illinois), qui extrait les LGN du gaz naturel transporté avant la livraison aux pipelines en aval. Le gazoduc d'Alliance est raccordé dans la région de Chicago, par son collecteur en aval, à cinq gazoducs interétatiques et à deux réseaux de transport de gaz naturel locaux, qui

donnent aux expéditeurs un accès aux marchés du gaz naturel dans le Midwest, le Nord-Est, et la côte du golfe du Mexique des États-Unis et l'est du Canada. Tous les expéditeurs ont signé des conventions d'extraction qui accordent à Aux Sable le droit d'extraire les LGN du gaz riche transporté.

Le tronçon canadien du gazoduc d'Alliance consiste en une conduite principale de gaz naturel d'une longueur de 1 561 km et en 732 km de conduites d'embranchement connexes raccordées aux points de réception du gaz naturel, principalement à des installations de traitement du gaz dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique, et en infrastructures connexes. Alliance Canada est propriétaire de la partie canadienne du gazoduc d'Alliance.

Le tronçon américain du gazoduc d'Alliance consiste en une infrastructure d'une longueur de 1 556 km, y compris la conduite d'embranchement Tioga d'une longueur de 129 km dans le Dakota du Nord. Alliance É.-U., membre du groupe d'Alliance Canada, est propriétaire du tronçon américain du réseau de gazoducs d'Alliance.

Les services de transport du gaz naturel du gazoduc d'Alliance, jumelés aux capacités de livraison du gaz riche, sont conçus pour permettre aux producteurs de maximiser la valeur de leur produit, ce qui leur procure des avantages concurrentiels considérables, dont les suivants :

- ils économisent sur les frais de traitement et d'infrastructure et ont l'occasion de réduire le temps de livraison au marché de leur production de gaz riche;
- ils ont accès aux installations d'extraction des LGN de l'installation Channahon d'Aux Sable, ce qui leur permet de réaliser des économies d'échelle considérables;
- ils livrent des produits à valeur ajoutée à d'autres marchés de LGN en payant uniquement des frais de transport fondés sur le volume du gaz naturel, lesquels services peuvent éventuellement procurer aux expéditeurs un revenu net supérieur pour le gaz riche.

Au 31 décembre 2020, Alliance Canada et Alliance É.-U. comptaient respectivement 26 et 22 expéditeurs fermes à long terme. La capacité de transport ferme totale assujettie à des contrats, y compris les services fermes saisonniers, dont la durée contractuelle peut s'établir entre un jour et onze mois, s'établissait au 31 décembre 2020 à 1,6 Gpi3/j pour le tronçon canadien du gazoduc d'Alliance et à 1,8 Gpi3/j pour le tronçon américain du gazoduc d'Alliance. Les contrats de transport fermes sont des contrats d'achat ferme aux termes desquels les expéditeurs sont tenus de payer des frais de demande sur la capacité visée par les contrats au Canada et des frais de réservation sur la capacité visée par les contrats aux États-Unis. De plus, Alliance Canada vend des services fermes saisonniers et des services de transport interruptible à prix soumissionnable. Au Canada, les expéditeurs du service de réception et les expéditeurs pour le parcours total fermes à long terme peuvent également choisir des services de transport interruptible prioritaires pour au plus 25 % de leur capacité contractuelle, s'ils peuvent se prévaloir de ce choix, à des prix plus élevés que leurs tarifs fermes à long terme.

Alliance É.-U. a déposé un dossier tarifaire relativement au tronçon américain du gazoduc d'Alliance au cours du deuxième trimestre de 2020 et a conclu une entente de principe avec ses expéditeurs en janvier 2021. Alliance É.-U. déposera une stipulation et entente en mars 2021 et attend l'approbation de la FERC.

Le gazoduc d'Alliance doit composer avec la concurrence pour les services de transport par gazoduc jusqu'à ses points de livraison dans la région de Chicago (Illinois) et aux points de livraison par gazoducs interreliés situés en aval de son terminus de Chicago, provenant de gazoducs existants et de projets proposés. Le réseau de gazoducs d'Alliance est également exposé à la concurrence provenant de nouvelles sources de gaz naturel telles que le bassin appalachien, qui s'étend du nord-ouest de l'État de New York jusqu'à la Virginie. La mise en valeur continue du bassin appalachien pourrait fournir une source de gaz de rechange à cet endroit et réduire les importations de gaz naturel du Canada dans la région.

Pipeline Cochin

Le réseau de pipelines Cochin (le « **pipeline Cochin** ») consiste en un pipeline d'un diamètre de 12 pouces d'une longueur totale de 2 452 km, qui s'étend de Kankakee County (Illinois) à Fort Saskatchewan (Alberta). Le pipeline Cochin assure le transport de condensats légers qui seront principalement utilisés comme diluants pour faciliter le transport du bitume. Le pipeline Cochin traverse deux provinces au Canada et quatre États aux États-Unis et avait par le passé une capacité de transport d'environ 95 kb/j de condensats légers. Pembina a évalué la capacité du pipeline Cochin et a repéré des occasions d'accroître la capacité

du réseau. Un test de capacité récent a confirmé une capacité supplémentaire, permettant à Pembina d'offrir une capacité additionnelle de 14 kb/j. Pembina a repéré et évalué d'autres possibilités d'accroître la capacité selon divers scénarios quant au capital.

Le pipeline Cochin a trois principaux clients qui, entre eux, ont des engagements d'achat ferme contractuels visant un total de 85 kb/j. Ces engagements contractuels sont à long terme, expirent en 2024 et comportent des droits de renouvellement jusqu'en 2034.

Les condensats utilisés au Canada proviennent principalement de la production locale (soit des condensats classiques et non classiques, ainsi que le naphta léger issu du raffinage) et d'importations des États-Unis. Bien que le pipeline Cochin doive composer avec la concurrence d'autres réseaux pipeliniers qui peuvent transporter des volumes considérables de diluants, le point de livraison du pipeline Cochin à Fort Saskatchewan a un bassin de diluants à faible densité et un haut niveau de raccordement, ce qui fait du pipeline Cochin un mode d'expédition de condensats avantageux.

Gazoduc de Ruby

Le réseau de gazoducs de Ruby (le « **gazoduc de Ruby** ») est un réseau de transport du gaz naturel livrant une production de gaz naturel provenant du bassin des montagnes Rocheuses. Le gazoduc de Ruby est d'une longueur de 1 094 km et d'un diamètre de 42 pouces et a une capacité actuelle de 1,5 Gpi³/j.

Le gazoduc de Ruby est détenu à parts égales par Pembina et Kinder Morgan Inc., qui exploite le gazoduc. Pembina détient une participation privilégiée cumulative convertible de 50 % dans Ruby Pipeline Holding Company L.L.C. (« **Ruby** »), qui pourvoit à des distributions de 91 M\$ US annuellement en priorité sur les distributions sur actions ordinaires. La participation privilégiée de Pembina peut être convertie en une participation en actions ordinaires soit au choix de Pembina, soit à la conclusion d'un contrat visant une capacité ferme à long terme totale de 1,25 Gpi³/j, à des taux conformes aux contrats actuels visant le gazoduc de Ruby.

Environ 67 % de la capacité du gazoduc de Ruby (environ 1 010 Mpi³/j bruts) est accordée aux termes de contrats fermes à long terme qui expirent en 2021 et en 2026. Des contrats fermes visant environ 635 Mpi³/j expirent en juillet 2021.

Le gazoduc de Ruby est en concurrence pour la livraison de gaz dans l'ouest des États-Unis principalement avec le gaz de l'Ouest canadien qui est livré par le réseau de gazoducs du nord-ouest pour le transport de gaz de TC Pipelines, LP et, dans une moindre mesure, avec le gaz provenant des Rocheuses américaines qui est livré par le gazoduc du nord-ouest de Williams Northwest Pipeline LLC (le « **gazoduc de Williams** »). Le gazoduc de Ruby est une source de diversification de l'approvisionnement pour les clients de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique et du nord de la Californie, à défaut de quoi ceux-ci dépendraient dans une large mesure du gaz canadien.

Le gazoduc de Ruby est en concurrence pour exporter le gaz des Rocheuses américaines avec plusieurs gazoducs, dont le gazoduc de Williams qui dessert la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique, le gazoduc de Kern River de Kern River Gas Transmission Company qui dessert la Californie, et bon nombre de réseaux de gazoducs qui peuvent transporter du gaz vers l'est et le Midwest des États-Unis. La production gazière croissante des bassins de schiste prolifiques du nord-est des États-Unis a nuí aux exportations de gaz provenant des Rocheuses américaines dans l'est au cours des dernières années par rapport aux exportations des gazoducs vers l'ouest, dont celles du gazoduc de Ruby.

Au quatrième trimestre de 2020, Pembina a comptabilisé une perte de valeur sur son investissement dans Ruby. La perte de valeur était attribuable à l'expiration imminente de contrats et aux taux tarifaires du service interruptible en vigueur, ainsi qu'aux données fondamentales du bassin des montagnes Rocheuses et à l'incertitude sur les plans politique et réglementaire entourant Jordan Cove, dont on pourrait s'attendre ultimement à ce qu'elle utilise de la capacité sur le gazoduc de Ruby. Voir « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — Division de la commercialisation et des nouveaux projets — Nouveaux projets* ».

Pipeline de carburéacteur

Le pipeline de carburéacteur (le « **pipeline de carburéacteur** ») est un pipeline d'une longueur d'environ 40 km qui assure le transport du carburéacteur depuis une raffinerie de Burnaby (Colombie-Britannique) et le terminal Westridge Marine vers l'aéroport international de Vancouver d'une capacité d'environ 26 kb/j et comprend des réservoirs d'entreposage à l'aéroport international de Vancouver.

Grand Valley

Grand Valley (« **Grand Valley** ») inclut une participation sous contrôle conjoint de 75 % dans la centrale éolienne de Grand Valley I Limited Partnership.

Division des installations

Aperçu⁽¹⁾

La division des installations inclut des infrastructures connexes qui fournissent aux clients de Pembina du gaz naturel, des condensats et des services de LGN. Les actifs de collecte et de traitement du gaz naturel de Pembina sont positionnés stratégiquement dans des régions actives et riches en liquides du BSOC et du bassin de Williston et sont intégrés à certaines autres activités de la Société. Pembina fournit à ses clients des services de collecte, de compression, de stabilisation de condensats et de capacité de traitement du gaz non corrosif et corrosif de coupe légère et de coupe lourde avec une capacité totale d'environ 6 Gpi³/j. Les condensats et les LGN extraits à partir de presque toutes les installations situées au Canada peuvent être transportés sur les pipelines de Pembina. De plus, tous les LGN transportés par le gazoduc d'Alliance sont extraits par l'installation Channahon exploitée par Pembina au terminal. La division des installations inclut des installations de fractionnement de LGN d'une capacité d'environ 354 kb/j, une caverne d'entreposage d'une capacité de 21 Mb et des installations de terminal connexes aux pipelines et au réseau ferroviaire et la Société construit actuellement une installation d'exportation de propane liquéfié sur la côte ouest du Canada. Ces installations sont entièrement intégrées aux autres divisions de la Société, permettant aux clients d'avoir accès à une gamme de services étendue pour améliorer la valeur de leurs hydrocarbures. De plus, Pembina possède un terminal d'exportation portuaire de produits en vrac à Vancouver (Colombie-Britannique).

⁽¹⁾ Les renvois à la capacité dans ce paragraphe désignent la capacité nette, qui inclut la capacité d'Aux Sable. Les résultats d'exploitation et financiers pour Aux Sable sont inclus dans la division de la commercialisation et des nouveaux projets, à l'exclusion des projets en voie de mise en valeur.

Services gaziers

Les principaux actifs des services gaziers de Pembina comprennent les suivants :

- le complexe Cutbank de Pembina (le « **complexe Cutbank** ») situé près de Grande Prairie (Alberta), comprend six usines de traitement du gaz non corrosif de coupe légère (la raffinerie Cutbank, Musreau I, Musreau II, Musreau III, la raffinerie Kakwa et l'usine de coupe légère de Kakwa River), une usine de traitement du gaz non corrosif de coupe lourde (l'installation de coupe lourde Musreau) et une installation de traitement du gaz brut et du gaz corrosif de coupe lourde (l'installation de coupe lourde de Kakwa River). Au total, le complexe Cutbank a une capacité de traitement du gaz non corrosif de coupe légère de 675 Mpi³/j (618 Mpi³/j nets revenant à Pembina), une capacité d'extraction du gaz non corrosif de coupe lourde de 205 Mpi³/j et une capacité de traitement du gaz brut et du gaz corrosif de coupe lourde de 200 Mpi³/j. Le complexe Cutbank comprend également des pipelines de collecte d'environ 450 km, neuf stations de compression dans les champs et la stabilisation des condensats centralisée.
- le complexe Saturn de Pembina (« **complexe Saturn** ») situé près de Hinton (Alberta) comprend les installations Saturn I et Saturn II pour une capacité totale de traitement du gaz de coupe lourde de 440 Mpi³/j ainsi que des pipelines de collecte d'environ 25 km.
- l'installation Resthaven de Pembina (l'« **installation Resthaven** ») située près de Grande Cache (Alberta) comprend une capacité de traitement brute du gaz brut et du gaz non corrosif de coupe lourde de 300 Mpi³/j (234 Mpi³/j nets revenant à Pembina) ainsi que des pipelines de collecte d'environ 30 km.
- l'installation d'extraction d'éthane de la Saskatchewan (l'« **IEES** ») de Pembina située de façon à desservir la région Bakken dans le sud-est de la Saskatchewan a une capacité de traitement du gaz non corrosif de coupe lourde de 60 Mpi³/j, une capacité de fractionnement de l'éthane, du propane et du butane d'au plus 4,5 kb/j et un pipeline de transport de l'éthane d'une longueur de 104 km;
- le complexe Duvernay de Pembina (le « **complexe Duvernay** ») situé près de Fox Creek (Alberta) comprend actuellement trois usines de traitement du gaz non corrosif de coupe légère (Duvernay I, Duvernay II et Duvernay III), les installations de traitement du gaz corrosif de Duvernay et la plaque tournante de champ de Duvernay. Au total, le complexe Duvernay a

des usines de traitement du gaz non corrosif de coupe légère d'une capacité de 300 Mpi³/j (275 Mpi³/j nets revenant à Pembina), une capacité de traitement du gaz d'entrée de 330 Mpi³/j, des installations de stabilisation de condensats d'entrée bruts de 60 kb/j, des installations de traitement d'eau de 15 kb/j, un système d'adoucissement du gaz corrosif de 150 Mpi³/j ayant une capacité de régénération d'amine de 300 Mpi³/j et d'incinération du gaz corrosif à concurrence d'une tonne de soufre par jour. Les infrastructures connexes comprennent des gazoducs d'une longueur de 12 km transportant du gaz marchand et des pipelines de collecte de gaz et de gaz combustible d'une longueur de 35 km.

- L'installation d'extraction de LGN Younger (« **Younger** ») est une installation d'extraction d'une capacité de 640 Mpi³/j (460 Mpi³/j nets revenant à Pembina) et une installation de fractionnement d'une capacité d'environ 10 kb/j, nets revenant à Pembina, en Colombie-Britannique qui approvisionne les marchés locaux en LGN spécifiques et la région de Fort Saskatchewan, en Alberta, en mélange de LGN, par le réseau de pipelines de la Société, en vue de leur fractionnement et de leur vente, et en condensats à la plaque tournante canadienne pour les diluants de Pembina.
- L'installation d'extraction de LGN Empress (« **Empress** ») comprend une capacité d'extraction de 1,9 Gpi³/j, nets revenant à Pembina, et de fractionnement de l'éthane-plus de 67 kb/j, nets revenant à Pembina, couvrant plusieurs actifs détenus en coentreprise et situés à Empress (Alberta). À Empress, le mélange de LGN est extrait du gaz naturel à des usines de chevauchement, tous les LGN extraits sont fractionnés et l'éthane et les condensats sont vendus sur les marchés de l'Ouest canadien. Pembina, à son choix, distribue le reste du propane et du butane aux fins de vente sur les marchés de l'ouest du Canada et du Midwest des États-Unis ou recombine le propane et le butane et transporte le mélange jusqu'à Sarnia (Ontario) aux fins de nouveau fractionnement, de distribution et de vente supplémentaires sur les marchés de l'est du Canada et de l'est des États-Unis.

Pembina est en voie de construire l'installation de cogénération d'Empress (l'« **installation de cogénération d'Empress** »), qui réduira les coûts d'exploitation totaux en fournissant de l'électricité et de la chaleur aux installations d'extraction et de fractionnement. Le projet devrait être mis en service au premier trimestre de 2023, sous réserve des approbations environnementales et réglementaires;

- Pembina est propriétaire d'une participation de 45 % dans Veresen Midstream (« **Veresen Midstream** »), société en commandite. Veresen Midstream est propriétaire d'actifs 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. Veresen Midstream est propriétaire d'usines de traitement du gaz naturel, dotées d'une capacité de traitement brute combinée de 1,6 Gpi³/j (727 Mpi³/j nets revenant à Pembina), y compris la raffinerie Saturn, la raffinerie Sunrise et la raffinerie Tower (collectivement, les « **actifs de Dawson** ») et la raffinerie Hythe et la raffinerie Steeprock. Les actifs de Veresen Midstream incluent également des pipelines de collecte de gaz d'une longueur de plus de 1 100 km et trois plaques tournantes pour les liquides. Veresen Midstream construit actuellement de nouvelles infrastructures de collecte et de traitement du gaz naturel dans la région de Pipestone Montney. L'expansion de la raffinerie Hythe existante de Veresen Midstream ajoutera une capacité de traitement du gaz corrosif pouvant atteindre 125 Mpi³/j (56 Mpi³/j nets revenant à Pembina) et un gazoduc de transport de gaz corrosif d'un diamètre de 12 pouces et d'une longueur d'environ 60 km. À la fin de l'année, la construction du projet était terminée et le projet était en attente du raccordement d'un tiers; le projet devrait être mis en service au premier trimestre de 2021.

L'entreprise de services gaziers de Pembina compte environ 35 clients, dont des producteurs indépendants ainsi que des sociétés pétrolières et gazières multinationales. Pembina traite le gaz naturel des clients au complexe Cutbank, au complexe Saturn, à l'installation Resthaven, au complexe Duvernay de Pembina ainsi qu'aux installations de Veresen Midstream. Le gaz naturel traité est livré au réseau T-North d'Enbridge Inc., en Colombie-Britannique, au réseau de pipelines de NOVA Gas Transmission Ltd. et au réseau de gazoducs d'Alliance. Les LGN sont livrés aux réseaux de pipeline Peace et de pipeline du Nord de Pembina. Le gaz naturel des clients traité à l'IEES est livré au réseau de TransGas en Saskatchewan et l'éthane est livré au réseau du pipeline Vantage de Pembina.

Aux termes des arrangements contractuels conclus avec des producteurs et associés aux actifs du complexe Cutbank, du complexe Saturn, de l'installation Resthaven, de l'IEES, du complexe Duvernay et de Veresen Midstream, Pembina est considérablement protégée de l'incidence des fluctuations du marché sur le prix du gaz naturel et des LGN. L'entreprise de manutention, de collecte et de traitement est fondée sur l'imposition de frais aux clients en fonction du volume de gaz brut ou traité recueilli et/ou traité par l'entremise de ses installations et les frais sont largement établis d'après une méthode de rémunération des services utilisés à frais fixes et, dans certains cas, d'après un rendement fixe sur le capital investi. Les contrats appliquant le principe de la rémunération des services utilisés associés à l'entreprise de services gaziers sont composés de

contrats de service garantis, de contrats d'achat ferme et de contrats de service interruptibles de diverses durées. Les frais prévus au contrat comprennent des frais liés aux immobilisations établis d'après l'utilisation de l'unité fonctionnelle, ainsi que des dispositions prévoyant la récupération des charges d'exploitation et des coûts indirects.

La part nette de la capacité à Younger et à Empress revenant à Pembina n'est visée par aucun contrat de tiers et est affectée exclusivement par l'entreprise de commercialisation de Pembina à des volumes exclusifs.

Duvernay I et la plaque tournante de champ de Duvernay connexe reliant les régions de Tony Creek et de Fox Creek en Alberta font l'objet de contrats d'une durée de 15 ans conclus avec d'importants producteurs de pétrole et de gaz de grande qualité diversifiés qui sont soutenus par une combinaison de contrats appliquant le principe de la rémunération des services utilisés, de contrats à rendement fixe et de contrats d'achat ferme. Les contrats expirent en 2032.

Duvernay II, Duvernay III et les installations de traitement du gaz corrosif de Duvernay sont mis en valeur aux termes d'une convention de service et de mise en valeur d'infrastructure d'une durée de 20 ans conclue avec Chevron et KUFPEC, qui comprend un secteur privilégié dans la région Kaybob riche en liquides de la zone de ressources Duvernay près de Fox Creek (Alberta). Aux termes de cette convention et sous réserve de l'approbation par Chevron et par KUFPEC d'une mise en valeur dans la région, Chevron et KUFPEC ont le droit d'exiger de Pembina qu'elle construise, détienne en propriété et exploite des pipelines de collecte de gaz et des installations de traitement, des installations de stabilisation des liquides ainsi que d'autres infrastructures de soutien pour le secteur privilégié, tout en fournissant des services à long terme à Chevron et à KUFPEC relativement à ses pipelines et à ses installations de fractionnement. Sous réserve de l'approbation par Chevron et KUFPEC des activités d'aménagement et des approbations réglementaires, les infrastructures aménagées au cours de la durée de la convention pourraient représenter un investissement de plusieurs milliards de dollars de Pembina. Duvernay II, Duvernay III et les installations de traitement du gaz corrosif de Duvernay seront soutenues par des contrats d'une durée de 20 ans avec une combinaison d'arrangements appliquant le principe de la rémunération des services utilisés, d'arrangements à rendement fixe et d'achat ferme. Les contrats expirent entre 2039 et 2040.

Dans la région des actifs de Dawson, Veresen Midstream a conclu avec le CRP et Ovinativ des contrats appliquant le principe de la rémunération des services utilisés, aux termes desquels le CRP s'est engagé à utiliser exclusivement les actifs de Dawson de Veresen Midstream pour une durée de 30 ans dans une zone d'intérêt commun. Le contrat expire en 2045.

Dans la région Hythe/Steeprock, Veresen Midstream a conclu avec Ovinativ un contrat appliquant le principe du coût du service, y compris des engagements d'achat ferme, visant la majorité de la capacité disponible actuelle de ces installations pour la durée de la convention de services. Le contrat expire en 2031. L'expansion de la raffinerie Hythe, dont la mise en service devrait avoir lieu au premier trimestre de 2021, est entièrement soutenue par des contrats de 10 et de 15 ans comportant essentiellement des arrangements d'achat ferme.

Les producteurs de gaz naturel ont continué en 2020 de concentrer leur exploration et leur développement sur des zones de gaz riche. Les plans d'expansion et les nouveaux plans de développement visant les services gaziers de Pembina demeurent axés sur les zones géographiques de condensats et de gaz riche, y compris les régions de Montney et de Duvernay.

Les besoins en infrastructure de traitement du gaz sont largement dictés par la rentabilité de la zone, qui subit l'influence des prix des marchandises, et par la capacité d'accès des producteurs de gaz à du capital. Lorsque les prix du gaz sont relativement faibles et ceux des LGN relativement élevés, les producteurs sont incités à extraire autant de LGN du flux de gaz naturel brut que possible. Lorsque les prix des LGN sont moins élevés, les producteurs peuvent choisir de laisser plus de liquides encaissés dans le gaz brut. Pembina a la possibilité d'offrir des installations comportant des niveaux variés de capacité d'extraction des liquides afin d'aider les clients selon les diverses conditions du marché.

Au moyen de ses actifs existants, Pembina est en mesure de séparer le pétrole brut et les condensats, de traiter le gaz naturel corrosif et non corrosif, d'extraire les LGN du gaz naturel, de transporter le gaz à Chicago et de transporter les liquides au moyen de ses pipelines classiques vers sa plaque tournante canadienne pour les diluants, le TEN, les terminaux d'Edmonton et ses complexes de fractionnement, où Pembina peut commercialiser les produits pour les utilisateurs finaux. En raison de sa vaste expérience d'exploitation et d'une offre de services intégrés le long de la chaîne de valeur du pétrole brut, des condensats, des LGN et du gaz naturel, Pembina estime être en position avantageuse par rapport aux autres fournisseurs de services, ce qui lui permettra de gagner de nouveaux clients.

L'entreprise de services gaziers de Pembina est en concurrence avec d'autres sociétés de traitement de gaz, des infrastructures appartenant à des producteurs et, dans une moindre mesure, le gazoduc d'Alliance, qui permet la sortie de gaz à température élevée. Ces solutions de rechange se trouvent dans le même secteur que les installations de Pembina ou disposent de réseaux de collecte se trouvant dans les régions desservies par ces installations ou qui pourraient s'y rendre éventuellement. Dans l'avenir, la demande pour des infrastructures de traitement supplémentaires sera déterminée principalement par le taux de croissance de la production de gaz provenant du BSOC. L'avantage concurrentiel de Pembina découle de sa chaîne de valeur intégrée, qui permet aux installations de collecte et de traitement de faire partie intégrante d'une solution d'infrastructure de la tête de puits au marché, qui tire parti de l'harmonisation de l'exploitation et des activités commerciales.

Services de LGN

Les principaux actifs des services de LGN de Pembina comprennent les suivants :

- Les installations de fractionnement et d'entreposage (le « **complexe Redwater** »), lesquelles comprennent deux tours de fractionnement d'éthane-plus (soit « **RFS I** » et « **RFS II** », respectivement) d'une capacité de 73 kb/j, une tour de fractionnement du propane-plus (« **RFS III** ») d'une capacité de 55 kb/j et une caverne d'entreposage d'une capacité de 12,1 Mb situées à Redwater (Alberta). Le complexe Redwater s'approvisionne en mélange de LGN auprès de plusieurs producteurs de gaz naturel et de LGN et le fractionne pour obtenir des produits finis en vue de leur distribution et vente subséquentes. Le complexe Redwater traite également des volumes provenant de l'installation d'extraction de LGN Younger de Pembina. On trouve également au complexe Redwater le terminal ferroviaire pouvant accueillir un train-bloc et le terminal routier de Pembina qui remplissent les besoins propres de Pembina et ceux de ses clients quant à l'importation et à l'exportation de produits de LGN.
- le réseau de LGN East (le « **réseau de LGN East** »), qui comprend :
 - une capacité de fractionnement de 20 kb/j et une caverne d'entreposage d'une capacité de 1,2 Mb située à Sarnia (Ontario), ainsi que des actifs et une capacité d'entreposage et de terminal à Kerrobert (Saskatchewan); à Cromer (Manitoba); à Superior (Wisconsin); à Lynchburg (Virginie);
 - des installations d'entreposage des hydrocarbures d'une capacité de 6 Mb et de chargement pour le transport par camion et par train à Corunna;
 - une installation d'entreposage de l'éthane, dotée d'une capacité de 1,1 Mb, près de Burstall (Saskatchewan).
- le terminal de Prince Rupert (le « **terminal de Prince Rupert** »), un terminal d'exportation de propane qui sera situé à Watson Island, en Colombie-Britannique sur des terrains loués d'une filiale détenue en propriété exclusive par la Ville de Prince Rupert. Le terminal de Prince Rupert est un petit terminal ferroviaire, permettant le déchargement du propane de wagons vers des sphères d'entreposage pressurisées et finalement son chargement sur des navires de taille moyenne destinés aux marchés internationaux. Actuellement en construction, le terminal de Prince Rupert devrait avoir une capacité d'environ 25 kb/j et devrait être mis en service au premier trimestre de 2021.
- Comme il a été annoncé précédemment, en réponse à la pandémie de COVID-19, au ralentissement économique qui en a découlé et à la baisse de la demande de pétrole brut, de condensats et de LGN, Pembina a décidé, en mars 2020, de reporter certains de ses projets d'expansion déjà annoncés, notamment l'expansion du terminal de Prince Rupert (l'« **expansion du terminal de Prince Rupert** »), qui permettra d'augmenter la capacité d'exportation du terminal. L'expansion et la portée de ce projet sont en cours d'évaluation.
- Vancouver Wharves (« **Vancouver Wharves** »), située dans North Vancouver (Colombie-Britannique), est une installation de terminal portuaire pour les produits en vrac d'une superficie de 125 acres où ont transité en 2020 plus de quatre millions de tonnes de cargaison en vrac et 4,7 Mb de liquides en grande partie vers des marchés d'exportation extraterritoriaux. Vancouver Wharves est exploitée aux termes d'un contrat de location-exploitation et de propriété d'actifs avec B.C. Railway Company et un bail de lot de grève correspondant avec Port Metro Vancouver. Le terminal comprend une capacité d'entreposage en vrac d'un million de tonnes, une capacité d'entreposage de distillats de 250 000 barils, quatre postes à quai, des installations qui peuvent abriter jusqu'à 325 wagons et un raccordement à trois compagnies de chemin de fer de catégorie 1.

L'expansion de Vancouver Wharves (l'« **expansion de Vancouver Wharves** ») ajoutera 200 000 barils d'entreposage de distillats supplémentaire et améliorera les capacités de déchargement des wagons. L'expansion est soutenue par un contrat d'achat ferme d'une durée de 20 ans et devrait être mise en service au cours du deuxième trimestre de 2021;

- une participation de 50 % dans Fort Corp, qui est dotée d'une capacité d'entreposage d'éthylène de 27 500 tonnes métriques près de Fort Saskatchewan, (Alberta).

Les services de LGN de Pembina offrent une multitude de services à leurs clients. Il arrive couramment que les clients s'engagent pour plus d'un service avec Pembina, notamment le fractionnement, l'entreposage, le chargement et le déchargement.

Au complexe Redwater, Pembina fournit des services de fractionnement, d'entreposage et de terminal (chargement et déchargement) liés aux LGN. Les services de fractionnement de LGN au complexe Redwater sont fournis aux termes de contrats essentiellement d'achat ferme dont les durées varient d'une année à plusieurs années.

Par l'intermédiaire de son réseau de LGN East, Pembina fournit des services de fractionnement, d'entreposage et de terminal (chargement et déchargement) liés aux LGN appliquant principalement le principe de la rémunération des services utilisés sur une base interruptible, principalement à la division de la commercialisation et des nouveaux projets de Pembina.

Les services d'entreposage sont généralement fournis à des clients aux termes de contrats selon le principe de la rémunération des services utilisés ou de contrats à rendement fixe dont les durées varient de un à 25 ans. Les services de terminal (chargement et déchargement) sont fournis aux termes de contrats selon le principe de la rémunération des services utilisés dont les durées varient d'une année à plusieurs années.

Pembina fournit des services de terminal à la raffinerie Sturgeon qui est exploitée par Northwest Redwater Limited Partnership. Les services de terminal sont fournis aux termes d'un contrat à rendement fixe d'une durée de 30 ans. Le contrat expire en 2047.

La capacité de Vancouver Wharves est visée par des contrats de services de terminal d'achat ferme à long terme. Certains des principaux contrats à long terme de Pembina à Vancouver Wharves sont renouvelables.

L'entreprise de services de LGN de Pembina fait face à la concurrence provenant d'autres tours de fractionnement, terminaux routiers et installations d'entreposage qui se trouvent dans le même secteur que les installations ou qui disposent de réseaux de collecte qui se trouvent dans les régions desservies par les installations ou qui pourraient s'y rendre éventuellement. À l'avenir, la demande pour une infrastructure supplémentaire sera déterminée principalement par le taux de croissance de la production des hydrocarbures provenant du BSOC. Vancouver Wharves fait l'objet d'une concurrence de la part d'installations de distillats considérablement plus petites dans la région. Il existe divers projets de terminaux céréaliers concurrentiels envisagés ou en cours qui pourraient augmenter les pressions concurrentielles sur l'entreprise céréalière de Vancouver Wharves. En ce qui concerne les concentrés de minéraux, Vancouver Wharves bénéficie d'un avantage distinct étant donné qu'elle compte parmi seulement trois installations sur la côte ouest de l'Amérique du Nord qui est actuellement autorisée à manutentionner ces marchandises.

Division de la commercialisation et des nouveaux projets

Aperçu

La division de la commercialisation et des nouveaux projets s'efforce de maximiser la valeur des hydrocarbures liquides et du gaz naturel provenant des bassins où la Société exerce ses activités. Pembina cherche à créer de nouveaux marchés, et à accroître davantage des marchés existants, afin de soutenir à la fois les intérêts commerciaux généraux de la Société et ceux de ses clients. Plus particulièrement, Pembina cherche à repérer des occasions de relier la production d'hydrocarbures à de nouveaux emplacements de demande grâce au développement d'infrastructures. Pembina s'efforce d'augmenter les revenus nets des producteurs et la demande de produits pour améliorer la capacité concurrentielle totale des bassins où la Société exerce ses activités.

Activités de commercialisation

Au sein de la division de la commercialisation et des nouveaux projets, Pembina exerce des activités de commercialisation de marchandises à valeur ajoutée, y compris l'achat et la vente de produits (gaz naturel, éthane, propane, butane, condensats et pétrole brut), l'arbitrage en matière de marchandises et l'optimisation d'occasions d'entreposage. La division de la

commercialisation conclut des contrats visant la capacité infrastructurelle de Pembina et celle de tiers, traite les volumes propres de Pembina et ceux de ses clients et concentre la production en vue de sa vente subséquente.

Grâce à cette capacité infrastructurelle, ainsi qu'au fait d'utiliser les capacités logistiques et le parc ferroviaires en expansion de la Société, la division de la 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.

Le potentiel de valeur associé à la division de la commercialisation de Pembina dépend, entre autres, de la capacité de Pembina à accéder à des raccordements aux pipelines en aval et aux utilisateurs finaux; à comprendre la valeur des produits de base transportés, entreposés et ayant transité par les terminaux; à faire preuve de souplesse et à fournir diverses options d'entreposage; et à s'adapter au marché réactif et liquide des produits de base à terme. Pembina surveille constamment les conditions du marché ainsi que la valeur et la qualité des flux de marchandises en vue de cibler d'éventuelles occasions de générer des produits des activités ordinaires et d'offrir des services. Pembina travaille aussi de façon proactive avec les clients en amont et en aval pour développer des solutions d'infrastructure de terminaux à valeur ajoutée et augmenter les options disponibles.

Les résultats d'exploitation et financiers de la division de la commercialisation sont exposés aux fluctuations de prix des marchandises, aux écarts de prix des produits, à la variabilité des emplacements, aux taux de change et aux volumes. Les prix des produits commercialisés par Pembina sont volatils en raison de ces facteurs et d'autres considérations, notamment la variation saisonnière de la demande, les conditions climatiques, la conjoncture économique générale, l'évolution des marchés du pétrole brut, des LGN et du gaz naturel et d'autres facteurs. Voir « *Facteurs de risque — Risques inhérents à l'entreprise de Pembina — Risque lié aux prix des marchandises* ».

Les clients de la division de la commercialisation de Pembina sont généralement ceux qui produisent, consomment et/ou commercialisent du pétrole brut, des LGN et du gaz naturel, qui constituent des marchés en aval pour ces produits ou qui souhaitent obtenir des services auxiliaires relativement à ces produits. La division de la commercialisation de Pembina met à profit la chaîne de valeur intégrée de la Société et se concentre sur les activités qui complètent le réseau existant d'installations et d'infrastructures énergétiques dans l'ensemble de la base d'actifs de Pembina.

Les arrangements contractuels associés à la division de la commercialisation de Pembina varient en fonction du service offert.

Aux Sable

La division de la commercialisation et des nouveaux projets comprend la participation de Pembina dans Aux Sable (« **Aux Sable** »), qui comprend Aux Sable Canada et Aux Sable É.-U., étant donné que la plupart des flux de trésorerie générés par cet actif proviennent de la vente de marchandises.

Aux Sable É.-U. (« **Aux Sable É.-U.** ») se compose d'Aux Sable Liquid Products Inc., d'Aux Sable Liquid Products LP (« **Aux Sable US LP** ») et d'Aux Sable Midstream LLC. Collectivement, Aux Sable É.-U. est détenue par Pembina (42,7 %), indirectement par Enbridge Inc. (42,7 %) et indirectement par Williams Partners (14,6 %). Les principaux actifs d'Aux Sable É.-U. comprennent les suivants :

- l'installation Channahon (l'« **installation Channahon** ») située à Channahon (Illinois) à environ 80 km au sud-ouest de Chicago à proximité du terminus de l'est du gazoduc d'Alliance. L'installation Channahon a une capacité de traitement de 2,1 Gpi³/j de gaz naturel et une capacité de production de 131 kb/j de produits de LGN spécifiques. Tout le gaz naturel acheminé par le gazoduc d'Alliance est traité à l'installation Channahon.
- L'installation Channahon comprend des installations d'entreposage et des installations ferroviaires ainsi que des connexions entre des gazoducs de LGN raccordant l'installation à plusieurs usines pétrochimiques, raffineries et terminaux de tiers. L'échelle et l'emplacement géographique de l'installation Channahon offrent aux producteurs situés dans l'Ouest canadien et au Dakota du Nord des solutions économiques pour l'acheminement du gaz riche en liquides et l'accès aux marchés de GNL américains, ce qui leur évite d'effectuer des investissements coûteux dans l'infrastructure de transformation de champ et de transport.
- l'usine de conditionnement Palermo (l'« **usine de conditionnement Palermo** »), située près de Palermo (Dakota du Nord) et dotée d'une capacité de 80 Mpi³/j, qui reçoit le gaz provenant de systèmes de collecte desservant les zones de production de gaz et d'huile de schiste de Bakken situées à proximité et en enlève les composés d'hydrocarbures lourds

tout en laissant la majorité des liquides de gaz naturel dans le gaz riche avant de l'expédier par le gazoduc d'Alliance en passant par le pipeline Prairie Rose;

- le pipeline Prairie Rose (le « **pipeline Prairie Rose** »), d'une capacité de 120 Mpi³/j, qui raccorde l'usine de conditionnement Palermo au gazoduc d'Alliance.
- Aux termes de conventions de transport conclues avec des expéditeurs de gaz naturel sur le gazoduc d'Alliance, Aux Sable LP a le droit d'extraire les LGN de la totalité du gaz naturel transporté pendant les durées des conventions applicables. Aux Sable a signé des conventions de partage de valeur des LGN avec certains producteurs gaziers situés en Alberta, en Colombie Britannique et au Dakota du Nord.
- Aux Sable LP a conclu le 31 décembre 2005 une convention de vente exclusive de LGN avec un négociant de LGN, aux termes de laquelle Aux Sable LP vend une partie de sa production de LGN provenant de son installation Channahon à cette contrepartie. En échange, Aux Sable US LP reçoit des honoraires annuels fixes et un pourcentage de toute marge nette tirée des activités en excédent de certains seuils. La convention de vente de LGN a une durée initiale qui expire le 31 mars 2026, et peut être prolongée pour des durées subséquentes de 10 ans.

Aux Sable Canada (« **Aux Sable Canada** ») se compose d'Aux Sable Canada LP et d'Aux Sable Canada Ltd. Collectivement, Aux Sable Canada est détenue par Pembina (50 %) et indirectement par Enbridge Inc. (50 %). Les principaux actifs d'Aux Sable Canada comprennent les suivants :

- l'usine de traitement de gaz résiduels Heartland (« **UGH** »), usine d'extraction d'une capacité de 20 Mpi³/j située à Fort Saskatchewan (Alberta). UGH produit des produits de valeur, y compris de l'hydrogène, de l'éthane et d'autres liquides de gaz naturel provenant d'un flux de gaz résiduels de raffinerie fourni par le complexe Scotford de Shell. Les produits sont retournés à Shell par pipeline;
- le pipeline Septimus (le « **pipeline Septimus** »), qui est situé dans le nord-est de la Colombie-Britannique et transporte du gaz non corrosif riche en liquides depuis les raffineries de gaz Septimus et Wilder au gazoduc d'Alliance, en vue de son traitement en aval à l'installation Channahon d'Aux Sable É.-U. Le pipeline Septimus est détenu en propriété exclusive par Aux Sable Canada et exploité par un tiers et est doté d'une capacité d'environ 350 Mpi³/j.

Nouveaux projets

La division de la commercialisation et des nouveaux projets de Pembina comprend le développement de nouveaux projets à grande échelle ou de prolongement de la chaîne de valeur et inclut actuellement les projets décrits ci-après.

Installation DHP/PP

Pembina et son partenaire, Petrochemical Industries Company K.S.C. (« **PIC** »), continuent d'évaluer l'usine de déshydrogénation du propane (« **DHP** ») et l'installation de valorisation du polypropylène (« **PP** ») intégrées, collectivement (l'« **installation de DHP/PP** ») par l'intermédiaire de leur coentreprise, Canada Kuwait Petrochemical Limited Partnership (« **CKPC** »).

En raison des risques importants découlant de la pandémie de COVID-19 qui sévit actuellement, surtout en ce qui concerne les coûts aux termes du contrat de construction à prix forfaitaire pour l'usine de DHP, qui demeure soumis à une condition de force majeure, CKPC a suspendu la réalisation du projet pour une durée indéterminée. En raison de la suspension du projet, Pembina a comptabilisé une perte de valeur sur son investissement dans CKPC au quatrième trimestre de 2020.

Jordan Cove

Le projet de Jordan Cove proposé est une installation d'exportation de GNL à l'échelle internationale qui assurerait le transport du gaz naturel nord-américain vers les marchés internationaux. Le projet comporte deux parties : un terminal de GNL, dont la capacité nominale prévue est de 7,8 millions de tonnes par année, et le gazoduc Pacific Connector (le « **gazoduc Pacific Connector** »), d'une longueur d'environ 400 km, qui assurerait le transport du gaz naturel depuis Malin (Oregon) vers un terminal de GNL à Coos County (Oregon).

Compte tenu de l'incertitude sur les plans réglementaire et politique qui s'est intensifiée au second semestre de 2020, Pembina a comptabilisé une perte de valeur sur Jordan Cove au quatrième trimestre de 2020.

Le 19 janvier 2021, la FERC a rejeté une demande concernant Jordan Cove et visant à obtenir un jugement déclaratoire selon lequel le département de la qualité de l'environnement de l'Oregon a renoncé à son pouvoir de délivrer un certificat de qualité de l'eau en vertu de l'article 401 de la loi intitulée *Clean Water Act*, car celui-ci a omis d'agir pendant le délai prescrit par la loi.

Le 8 février 2021, le secrétaire au commerce pour les océans et l'atmosphère des États-Unis a confirmé la contestation de l'attestation de conformité de Jordan Cove en vertu de la loi intitulée *Coastal Zone Management Act* par le département de la conservation et de l'aménagement des terres de l'Oregon, rejetant l'appel de Pembina à cet égard.

Cycle saisonnier

Les entreprises de Pembina sont assujetties au cycle saisonnier des façons suivantes :

- les activités de construction et de maintenance d'exploitation peuvent varier de manière saisonnière. La fonte printanière peut avoir une incidence sur l'accès au site et les conditions du sol et, par conséquent, les frais de maintenance et d'intégrité des pipelines de Pembina sont généralement plus élevés au cours des premier et quatrième trimestres de l'année. Les conditions météorologiques saisonnières, y compris les températures extrêmes de l'hiver, peuvent nuire à la productivité de la main-d'œuvre;
- les volumes transportés par les réseaux de conduites d'amenée et de collecte classiques diminuent généralement au printemps en raison du ralentissement du forage attribuable principalement aux restrictions de poids sur les routes, aux travaux de maintenance à des groupes de réservoirs et aux arrêts planifiés des raffineries de gaz entrepris par les producteurs. L'ampleur et la durée des restrictions de poids sur les routes dépendent des conditions météorologiques printanières. En outre, au printemps, bon nombre d'exploitants de groupes de réservoirs effectuent des travaux de maintenance à leurs installations de production. Les restrictions de poids sur les routes et la maintenance à des groupes de réservoirs peuvent aussi avoir une incidence sur les volumes transportés par les pipelines de collecte pendant l'automne, bien que l'incidence sur le débit soit habituellement moins prononcée qu'au printemps. Des incidences saisonnières similaires sont présentes en amont des gazoducs aux installations de traitement du gaz naturel de Pembina;
- les volumes transportés par le gazoduc d'Alliance ou les volumes traités aux installations de traitement de gaz naturel sont généralement plus élevés au cours de la saison hivernale étant donné que la compression du gaz est plus efficace par temps froid, ce qui, par conséquent, augmente la possibilité de transporter des volumes interruptibles au cours de la saison hivernale, sous réserve de la demande par les clients pour ce service;
- le rendement financier de la division de la commercialisation de Pembina peut varier selon la demande saisonnière de produits et d'autres facteurs touchant le marché. Les stocks de propane s'accumulent généralement au cours des deuxième et troisième trimestres de l'année et sont vendus au cours du quatrième trimestre et du premier trimestre de l'année suivante durant la saison de chauffage hivernale. Les condensats, le butane et l'éthane sont généralement vendus régulièrement tout au long de l'année. Voir « *Facteurs de risque — Risques inhérents à l'entreprise de Pembina — Risque lié aux prix des marchandises* ».

AUTRES RENSEIGNEMENTS CONCERNANT L'ENTREPRISE DE PEMBINA

Système de gestion opérationnelle

Pembina remplit son engagement à l'égard de l'excellence et une des façons d'y parvenir est à l'aide de son système de gestion opérationnelle (le « SGO ») de la Société. Le SGO de Pembina fournit un cadre cohérent pour la conception, l'élaboration et la mise en œuvre d'un éventail complet de politiques, de programmes, de procédures, de normes et d'outils qui guident et régissent les activités d'exploitation. Le SGO de Pembina soutient également les activités cycliques de planification, de mise en œuvre, d'examen et d'adaptation des activités d'exploitation. Le SGO de Pembina prévoit, prévient, gère et atténue les situations susceptibles de nuire à la sécurité des employés de Pembina, au public, à l'environnement et aux actifs d'infrastructure de la Société, tout en respectant la réglementation gouvernementale. Le SGO de la Société fait concorder les pratiques et les normes de Pembina aux pratiques exemplaires et aux normes les plus élevées du secteur.

Le SGO de Pembina comporte divers programmes distincts visant à favoriser la sécurité, la fiabilité, l'efficacité, la rentabilité et l'amélioration continue du rendement opérationnel de la Société. Ces programmes sont illustrés ci-après.



Les améliorations, les conclusions et les changements sectoriels en matière d'exploitation sont évalués, rajustés en fonction du risque et classés par ordre de priorité et des mesures correctives et préventives sont déterminées et mises en œuvre. Ces mesures sont fondées sur des buts et des objectifs dont l'atteinte est surveillée en fonction des cibles dans le cadre d'activités d'examen de l'assurance et de la gestion. Le SGO évolue au fil des réunions régulières du groupe de travail sur le SGO et des activités de surveillance du comité directeur du SGO. Lorsque des modifications du SGO sont nécessaires, celles-ci sont apportées au moyen du cadre de gestion du changement de Pembina. En renforçant la culture de sécurité, le SGO assure que les projets de Pembina sont conçus, construits, exploités et mis hors service ou abandonnés d'une manière qui tient compte de la sécurité du public, du personnel de Pembina et des actifs physiques ainsi que de la protection des biens et de l'environnement. Chacun des programmes du SGO est plus amplement décrit dans les sections qui suivent.

Gestion de l'intégrité

Pembina s'est dotée de programmes exhaustifs de gestion de l'intégrité des actifs et elle affecte une partie importante de son budget d'exploitation annuel directement aux activités de gestion de l'intégrité. Les programmes de gestion de l'intégrité de Pembina comprennent les systèmes, les processus, les analyses et la documentation destinés à assurer la gestion proactive et transparente de ses réseaux et installations de pipelines, en conformité avec les normes et règlements applicables.

Les programmes de gestion de l'intégrité des actifs de Pembina ont pour but d'améliorer la sécurité, la fiabilité et la longévité tout au long de la durée de vie des actifs. Ils intègrent les pratiques exemplaires de l'industrie et sont conçus de façon à respecter ou à surpasser les exigences réglementaires dans le but d'améliorer la sécurité, la fiabilité et la longévité des actifs de la Société.

La gestion de l'intégrité commence dès la phase d'ingénierie et de conception. Pembina s'est dotée d'un ensemble rigoureux de spécifications techniques et de conception visant à assurer que les apprentissages et les pratiques exemplaires sont gardées en mémoire et appliquées systématiquement aux projets futurs. Au tout début de la construction d'un nouveau pipeline, Pembina veille à ce que le tracé du pipeline soit établi de façon à éviter les régions géologiquement instables ou à haut risque et à minimiser l'impact environnemental. Afin d'atténuer davantage le risque d'incident et les répercussions d'un incident, Pembina conçoit ses pipelines de façon à permettre leur fermeture sécuritaire et l'isolation de tronçons par l'installation de vannes de sectionnement à des intervalles stratégiques le long du réseau. Lorsque cela est justifié, Pembina prend des mesures de sécurité supplémentaires, comme le fait d'augmenter l'épaisseur de la paroi d'une conduite ou l'épaisseur du sol la

recouvrant, afin d'aider à atténuer les risques. En outre, en ce qui concerne le choix de matériaux pour les nouvelles constructions, Pembina emploie des conduites d'acier et d'autres produits dont la fabrication répond aux normes et aux spécifications de qualité les plus élevées. La conception des installations prévoit l'identification des répercussions sur l'infrastructure existante et l'établissement de mesures d'atténuation dans le cadre de l'analyse des dangers liés aux opérations. Cette façon de faire minimise les coûts du cycle de vie tout en assurant une exploitation sécuritaire, fiable et conforme aux normes.

Les activités proactives de gestion de l'intégrité des pipelines veillent également au fonctionnement à l'aide de divers programmes, notamment les patrouilles du droit de passage et la sensibilisation du public afin de réduire le risque de dommages causés par des tiers, les évaluations des dangers et risques propres au système, les programmes géotechniques pour gérer l'instabilité des pentes et les passages de cours d'eau, l'utilisation de produits chimiques particuliers pour réduire la probabilité de corrosion interne attribuable aux impuretés et aux bactéries présentes dans le pétrole, une protection cathodique pour réduire la croissance possible de corrosion externe, les programmes de formation et de gestion des compétences à l'intention du personnel et des entrepreneurs ainsi que l'amélioration des procédures d'intervention en cas d'urgence et des exercices de formation.

Pembina planifie et réalise des interruptions et des arrêts planifiés à ses installations de traitement du gaz naturel, de fractionnement et de pipelines afin de procéder à l'inspection et à l'entretien requis de l'équipement sous pression, des réservoirs, des canalisations et des dispositifs de décompression. En utilisant les données recueillies dans le cadre du programme d'intégrité des installations de Pembina, la Société peut assurer l'exploitation économique, sécuritaire et fiable de ses installations, au bénéfice des clients et des actionnaires de Pembina.

Programme de gestion des urgences

Pembina s'engage à être prête à répondre de façon sécuritaire et efficace aux situations d'urgence se rapportant aux activités ou touchant aux activités de la Société. Dans le cadre de la préparation aux situations d'urgence de Pembina, la Société tient régulièrement des exercices pour les situations d'urgence pour le personnel et s'assure que les intervenants d'urgence locaux (notamment les services de police, les services d'incendie/services médicaux d'urgence et les services de sinistre) reçoivent les renseignements clés afin de faciliter leur intervention en cas de situations d'urgence éventuelles.

Pembina garde en stock, en vue de son déploiement, de l'équipement d'intervention d'urgence spécialement conçu et placé stratégiquement à proximité des établissements de Pembina. De plus, en tant que membre de la coopérative Western Canadian Spill Services, du plan d'entraide de l'Association canadienne de pipelines d'énergie et d'Assistance d'intervention d'urgence du Canada, Pembina a accès à de l'équipement d'intervention d'urgence et participe à des exercices d'intervention d'urgence avec d'autres membres de l'industrie.

Programme de gestion de la sécurité

Le programme de gestion de la sécurité (le « **PGS** ») de Pembina représente la pierre d'assise de la gestion de la sécurité d'entreprise et de la cybersécurité. Il permet à Pembina de mener ses activités d'une manière conforme à l'engagement de Pembina de protection des gens, de l'environnement et des biens. Le PGS établit les exigences pour le processus d'élaboration, de mise en œuvre, de maintien et d'évaluation des activités de gestion de la sécurité. Le PGS se fonde sur des modèles établis de système de gestion de manière à recourir à un système structuré qui permet l'examen et l'amélioration continus du rendement en matière de gestion de la sécurité et des processus connexes. L'amélioration continue fait partie intégrante des buts, des objectifs et des cibles du PGS de Pembina établis annuellement. Le PGS comprend de la documentation qui décrit les processus de Pembina visant à :

- relever les exigences légales et réglementaires pertinentes en matière de gestion de la sécurité et gérer et communiquer les modifications à ces exigences;
- relever et évaluer les vulnérabilités, les menaces et les risques en matière de sécurité associés aux activités de Pembina dans le but d'établir des mesures d'atténuation, de préparation et d'intervention appropriées;
- établir les buts, les objectifs et les cibles en matière de gestion de la sécurité et suivre l'évolution quant à l'atteinte de ceux-ci.

Programme de gestion du contrôle des pipelines et systèmes d'information et de communication

Pembina s'est dotée d'un programme de gestion du contrôle des pipelines pour s'assurer que ses réseaux de pipelines sont exploités de façon sécuritaire et fiable. Dans le cadre du programme de gestion du contrôle des pipelines, Pembina utilise la technologie moderne SCADA de contrôle et d'acquisition de données (« **SCADA** ») à l'égard de la majorité de ses réseaux de pipelines. Les systèmes SCADA permettent la surveillance et le contrôle électroniques continus des réseaux de pipelines à l'aide de consoles d'ordinateur spécialisées situées dans le centre de contrôle de Pembina de Sherwood Park, en Alberta. Des opérateurs surveillent les consoles d'ordinateur 24 heures sur 24, 365 jours par année. Les systèmes SCADA et le logiciel connexe de détection des fuites surveillent continuellement l'écoulement et le fonctionnement des pipelines. Le système calcule automatiquement l'équilibrage et déclenche l'alarme dès qu'il détecte un déséquilibre. Lorsqu'une alarme de déséquilibre est déclenchée, les opérateurs spécialisés du centre de contrôle recherchent la cause de l'alarme ou ferment le pipeline conformément au protocole d'intervention en cas de déséquilibre du segment de Pembina.

Programme de sécurité

Pembina a en place un programme de sécurité qui est harmonisé avec la politique sur l'environnement, la santé et la sécurité et les autres programmes composant le SGO de Pembina. Ce programme emploie une approche systématique composée de principes, de normes, de procédures, de lignes directrices et d'autres documents à l'appui.

Afin de promouvoir les améliorations partout dans l'entreprise, Pembina a créé à l'interne un comité d'examen des incidents et un comité de direction chargé de la sécurité. Le comité d'examen des incidents se réunit six fois par année et est composé de chefs de file en matière d'exploitation, d'ingénierie et de sécurité ainsi que des vice-présidents des unités et des unités de service. Le comité d'examen des incidents s'emploie principalement à analyser et à comprendre les causes des incidents ainsi qu'à élaborer et à mettre en place par la suite des plans d'action visant à éliminer la répétition de ces incidents et à s'assurer que les leçons tirées sont pleinement communiquées et mises en œuvre à l'échelle de la Société.

Pembina détient un certificat de reconnaissance accordé annuellement par le gouvernement de l'Alberta aux employeurs qui se sont dotés de programmes de santé et de sécurité respectant les normes gouvernementales établies.

Pembina utilise ISNetworld, programme qui compile et communique le bilan en matière de sécurité des fournisseurs de services, afin de gérer la sélection préalable, les orientations et la conformité des sous-traitants dans le cadre du processus d'approvisionnement. Le programme d'accueil des surveillants de la construction et le processus d'accueil des responsables de la sécurité prévus au contrat visent à s'assurer que les sous-traitants exerçant ces fonctions obtiennent un aperçu uniforme et standardisé des politiques et de la culture de sécurité de Pembina ainsi qu'une description précise du rôle qui leur revient.

Questions et gérance environnementales

Les actifs de Pembina sont soumis à la réglementation environnementale. La Société doit se conformer aux lois et règlements fédéraux, provinciaux, d'États et municipaux applicables au Canada et aux États-Unis. Ces lois et règlements régissent notamment les normes de construction, d'exploitation et de maintenance, la gestion et le contrôle des émissions et des déversements ainsi que la protection des habitats et de la faune aquatique et terrestre. La direction s'attend à ce que les installations et l'exploitation de Pembina respectent ou dépassent ces exigences. Pembina participe aux programmes de déclaration des émissions réglementées applicables qui suivent : le Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre du Canada, le programme de déclaration prescrit en vertu de l'Inventaire national des rejets de polluants du Canada, le règlement de l'Alberta intitulé *Specified Gas Reporting Regulation*, le règlement de la Colombie-Britannique intitulé *Greenhouse Gas Emission Reporting Regulation*, le règlement de l'Alberta intitulé *Technology, Innovation and Emission Reduction Regulation*, le règlement de la Saskatchewan intitulé *Management and Reduction of Greenhouse Gases (Reporting) Regulation* et le *Environmental Protection Agency Greenhouse Gas Report* des États-Unis, ainsi que d'autres exigences provinciales et étatiques en matière de déclaration sur la qualité de l'air soumises à des conditions d'approbation visant des actifs.

Pour vérifier le respect de la réglementation et de ses propres normes environnementales internes, Pembina s'est dotée d'un programme de gestion environnementale, qui comprend un programme de vérification environnementale régulier. Dans le cadre de ce programme, des tiers effectuent chaque année des vérifications de conformité environnementale à diverses installations d'une unité choisie. Le programme de gestion environnementale est conçu de sorte que les actifs dans chaque unité d'exploitation sont vérifiés au moins une fois tous les cinq ans.

L'attention que Pembina accorde à la gestion de l'intégrité et au fonctionnement sécuritaire continue d'avoir pour résultats une faible fréquence des incidents et des répercussions minimales pour l'environnement. Chaque année, afin de gérer sa responsabilité environnementale, Pembina investit dans la restauration et la remise en état de lieux de déversement préexistants, ce qui réduit ses obligations environnementales. En plus des coûts environnementaux liés à ses activités, Pembina investit également dans des activités liées à l'évaluation environnementale, à la planification, à la délivrance de permis et à la surveillance postérieure à la construction en lien avec les projets d'immobilisations de la Société.

En raison de l'importance accrue accordée aux sources d'énergie à faibles émissions de carbone, Pembina s'emploie à réduire l'intensité des émissions de gaz à effet de serre de chacune de ses entreprises. Le rapport relatif à la durabilité de Pembina pour 2020 présente un exposé détaillé du rendement en matière d'environnement de Pembina et de son engagement à poursuivre les améliorations et à maintenir la transparence et son engagement à mesure qu'elle continue d'intégrer des pratiques commerciales durables à l'échelle de la Société. On peut consulter le Rapport relatif à la durabilité pour 2020 au www.pembina.com.

En 2021, Pembina établira des cibles précises de réduction de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre, intégrera des mesures ESG dans ses mesures de la rémunération incitative à risque, y compris dans ses régimes incitatifs à court, à moyen et à long terme, et élaborera des stratégies visant la transition énergétique.

Programmes de prévention des dommages et de sensibilisation du public

La sécurité à proximité des pipelines et la prévention des dommages aux pipelines, aux installations et à l'infrastructure connexe dont Pembina est propriétaire-exploitant sont dans l'intérêt de toutes les personnes intéressées de Pembina. L'infrastructure des pipelines est souvent enterrée sous terre, de sorte que la prévention des dommages aux pipelines dépend d'un travail de collaboration entre les exploitants, le public et les personnes intéressées, qui doivent être conscients des dangers et prendre des mesures adéquates pour éviter le risque de dommages. Les programmes de prévention des dommages et de sensibilisation du public de Pembina visent la sécurité des travailleurs, la sécurité du public, la protection de l'environnement et la préservation de l'intégrité de l'infrastructure de la Société. Ces programmes ont été élaborés afin de remplir les exigences réglementaires des programmes de prévention des dommages et de sensibilisation dans les zones où Pembina exerce ses activités.

Pembina s'engage à établir des communications significatives et ouvertes avec les personnes qui habitent et travaillent près de l'infrastructure souterraine de la Société afin d'accroître la sensibilisation sur la présence de l'infrastructure souterraine de Pembina et sur les exigences relatives à la façon de travailler de manière sécuritaire dans le voisinage des pipelines de la Société.

Droits de passage et de tenure afférents aux pipelines

Les intérêts immobiliers de Pembina se répartissent en deux catégories de propriété fondamentales : (i) un certain nombre d'emplacements, y compris de nombreuses stations de pompage et installations de terminal et d'entreposage, qui sont détenus en fief simple; (ii) la majorité des emplacements qui sont visés par des baux, des servitudes, des droits de passage, des permis ou des licences émanant de propriétaires fonciers ou d'autorités gouvernementales autorisant l'utilisation de ces terrains pour la construction et l'exploitation d'un pipeline.

Exploitation et entretien – Programmes de certification des opérateurs et de gestion de l'entretien préventif

En 2018, l'outil SAP de gestion de l'entretien préventif (la « GEP ») de Pembina a été mis au point. La GEP a pour objectif d'assurer une gestion sécuritaire, uniforme et efficace des actifs. La GEP est une composante clé du SGO de Pembina et contribue à la gestion et à l'exploitation sécuritaires et efficaces des actifs.

Le programme de certification des opérateurs de Pembina pour l'exploitation aux États-Unis du pipeline Vantage, du pipeline d'embranchement West Spur, du pipeline Cochin et des actifs d'Aux Sable a été mis en place afin de s'assurer que les exploitants et techniciens de Pembina sont formés et qualifiés pour exercer leurs fonctions de façon sécuritaire.

Programme de conformité réglementaire des activités financières et réglementation du secteur

Le programme de conformité réglementaire des activités financières vise à assurer une orientation stratégique, une direction et une surveillance de la conformité réglementaire des activités financières chez Pembina. Le programme de conformité réglementaire des activités financières a pour objectif d'élaborer, de mettre en œuvre et de maintenir des processus, des procédures et des pratiques en matière d'activités financières qui sont conformes aux exigences réglementaires. À l'heure

actuelle, le programme de conformité réglementaire des activités financières s'applique aux pipelines réglementés par la RCE et la FERC dont Pembina est propriétaire-exploitant.

Les pipelines de Pembina et les émissions connexes sont réglementés par divers organismes de réglementation, notamment l'AER, l'AUC, l'UCCB, l'OGCCB, le ministère de l'Environnement et de la Stratégie en matière de changement climatique de la Colombie-Britannique, le ministère des Finances de la Colombie-Britannique, le ministère de l'Énergie et des Ressources de la Saskatchewan, la RCE, ECCC, la PHMSA et la FERC.

AER et AUC

L'AER réglemente la construction, l'exploitation, l'interruption et l'abandon des pipelines utilisés pour des fins autres que les services publics et des installations connexes en Alberta en vertu des lois intitulées *Pipeline Act* et *Responsible Energy Development Act*. Il est nécessaire d'obtenir un permis de l'AER pour construire et exploiter un pipeline et les installations connexes. L'AER peut imposer des conditions à l'égard d'un tel permis. Lorsqu'elle prend des décisions concernant de telles questions réglementaires, l'AER doit prendre en compte les effets sociaux et économiques des activités proposées, les effets sur l'environnement et les incidences éventuelles sur les propriétaires fonciers. De plus, l'AER gère le processus de consultation avec les Autochtones et examine la réglementation en matière d'environnement et de protection de l'eau.

Pour ce qui est de la réglementation des droits en Alberta, après la délivrance d'un permis de construction de pipeline par l'AER, sous réserve d'une intervention des organismes de réglementation, les droits à l'égard du pipeline peuvent être établis en fonction du marché concurrentiel. Les droits sont fixés aux termes de contrats dont les conditions varient et sont également fonction de l'emplacement pour le service non ferme (pouvant être interrompu). Les droits établis applicables à des volumes non fermes sont généralement rajustés afin de tenir compte des changements au titre des volumes, des coûts et des conditions du marché. Les droits contractuels prévus dans des contrats fermes peuvent également être rajustés, dans la mesure permise par le contrat en question, notamment selon l'indice des prix à la consommation, les coûts d'électricité, les catastrophes naturelles extraordinaires qui ont une incidence sur l'intégrité des pipelines et les modifications de la réglementation connexe aux pipelines. Pour les transporteurs communs, les clients des pipelines peuvent recourir à l'AER en cas de différends liés à l'accès aux pipelines et à la discrimination de clients, et à l'AUC pour les questions relatives aux droits, en fonction des plaintes déposées.

Pembina est assujettie à la réglementation de l'AER aux termes du programme d'évaluation du ratio actif-passif des titulaires de licence (« *Licensee Liability Rating Program* ») et du programme de gestion du ratio actif-passif des grandes installations (« *Large Facility Liability Management Program* »). Ces programmes exigent que Pembina soumette à l'AER une estimation des obligations spécifiques des sites (estimation de la désaffectation et de la remise en état) de certaines installations sélectionnées et que Pembina donne une mesure garantissant sa capacité financière de mener à bien les activités requises pour la mise hors service d'immobilisations corporelles.

L'AER réglemente également, de concert avec l'AEP, les émissions atmosphériques provenant des activités liées aux ressources énergétiques, y compris les oléoducs et les gazoducs. Les pouvoirs de l'AER comprennent la réglementation des émissions de méthane dans le secteur du pétrole et du gaz en amont, conformément au règlement intitulé *Methane Emission Reduction Regulation* et aux directives 060 et 017.

AEP

L'AEP administre l'ensemble de la réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre pour les installations industrielles en Alberta, y compris les installations pétrolières et gazières, en vertu du règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation*.

OGCCB

L'OGCCB réglemente la construction, l'exploitation et l'abandon des oléoducs et des gazoducs utilisés pour des fins autres que les services publics et des installations connexes en Colombie-Britannique en vertu de la loi intitulée *Oil and Gas Activities Act*. Il est nécessaire d'obtenir un permis de l'OGCCB pour construire ou exploiter un pipeline et les installations connexes. L'OGCCB peut imposer toute condition qu'elle juge nécessaire à l'égard d'un tel permis. Les décisions prises par l'OGCCB doivent, entre autres, permettre d'assurer le bon développement du secteur du pétrole et du gaz en favorisant un environnement sain, une

économie saine et le bien-être social, et de garantir des pratiques sécuritaires et efficaces. L'OGCCB a également pour mandat d'encourager la participation des peuples autochtones aux processus réglementaires qui les concernent.

L'OGCCB administre la réglementation sur les émissions de méthane en Colombie-Britannique en vertu du règlement intitulé *Drilling and Production Regulation* et de la loi intitulée *Oil and Gas Activities Act*, qui traitent des émissions de méthane dans le secteur du pétrole et du gaz en amont.

UCCB

Les droits pour certains pipelines en Colombie-Britannique font l'objet d'une réglementation des taux par l'UCCB. L'UCCB approuve les droits qui peuvent être facturés par les transporteurs communs et établit la réglementation visant d'autres droits en fonction des plaintes déposées.

Ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique

Le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique administre la réglementation relative à la surveillance et à la gestion continues des contaminants atmosphériques en vertu de la loi intitulée *Environmental Management Act*.

Ministère des Finances de la Colombie-Britannique

La Direction des taxes à la consommation du ministère des Finances de la Colombie-Britannique administre la taxe sur le carbone de la Colombie-Britannique en vertu de la loi intitulée *Carbon Tax Act*, qui est la principale réglementation des émissions de gaz à effet de serre de la province.

Ministère de l'Énergie et des Ressources de la Saskatchewan

Le ministère de l'Énergie et des Ressources de la Saskatchewan réglemente les émissions atmosphériques des installations pétrolières et gazières de la Saskatchewan et, notamment, il administre la réglementation de la province sur les émissions de méthane en vertu du règlement intitulé *Oil and Gas Emissions Management Regulations*.

RCE

Le 28 août 2019, la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (la « **Loi sur la RCE** ») est entrée en vigueur, abrogeant la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la « **Loi sur l'ONÉ** ») et créant la RCE. Dans l'ensemble, la Loi sur la RCE reproduit le régime réglementaire antérieur en vertu de la Loi sur l'ONÉ dans plusieurs domaines, notamment : la construction et l'exploitation des pipelines; le transport, les droits et les tarifs pipeliniers; les autorisations pour l'exportation du pétrole et du gaz; les responsabilités relatives aux rejets involontaires ou incontrôlés; et les exigences financières s'appliquant aux sociétés de pipelines. Les modifications importantes au régime réglementaire comprennent l'établissement de la RCE qui remplacera l'ONÉ, une prise en compte plus vaste de l'« intérêt général » avant de formuler une recommandation au ministre quant à une demande de certificat de pipeline et une participation accrue des Autochtones.

Les pipelines interprovinciaux ou internationaux relèvent de la compétence de la RCE. Un certificat en vertu de la Loi sur la RCE est nécessaire pour la construction et l'exploitation de tels pipelines interprovinciaux ou internationaux. Les certificats délivrés en vertu de la Loi sur la RCE peuvent être assujettis à toute condition nécessaire ou dans l'« intérêt public ». Les pipelines interprovinciaux et internationaux peuvent également faire l'objet d'une évaluation d'impact en vertu de la *Loi sur l'évaluation d'impact* dans le cadre du processus d'obtention de certificat.

En vertu de la Loi sur la RCE et de ses règlements d'application, les sociétés qui possèdent et/ou exploitent des pipelines régis par la RCE sont divisées en deux groupes pour la réglementation des droits et des tarifs. Le groupe 1 est composé des principales sociétés de pipelines qui sont visées par une supervision réglementaire accrue de la RCE. Les autres sociétés de pipelines sous la juridiction de la RCE, qui ne sont pas comprises dans le groupe 1, ont été classées dans le groupe 2. Les tronçons canadiens du gazoduc d'Alliance et du pipeline Cochin sont classés dans le groupe 1. Les autres pipelines régis par la RCE de Pembina sont classés dans le groupe 2 par la RCE. Pour ces réseaux pipeliniers du groupe 2, si aucune plainte n'est déposée, la RCE peut présumer que les tarifs soumis sont justes et raisonnables. Le gazoduc du Nord-ouest, le pipeline de Taylor à Belloy, le pipeline Pouce Coupé et le pipeline d'embranchement Pouce Coupé, qui sont tous visés par une licence de Pouce Coupé Pipe Line Ltd., filiale en propriété exclusive de Pembina, sont régis par la RCE. Le pipeline de Taylor à Boundary Lake de Pembina, qui appartient à Pembina Energy Services Inc., le pipeline Vantage de Pembina, qui appartient à Pembina Prairie Facilities Ltd., et le pipeline

d'Empress de Pembina, qui appartient à Veresen NGL Pipeline Inc., toutes des filiales en propriété exclusive de Pembina, sont également régis par la RCE. Les quatre pipelines désignés collectivement comme les pipelines Tupper, visés par une licence de Veresen Energy Pipeline Inc. et détenus en propriété à 42 % par Pembina, sont également régis par la RCE. Le pipeline Kerrobert est réglementé par la RCE, mais n'est pas exploité par Pembina.

Pembina est tenue de maintenir des ressources financières d'au moins 941 M\$ afin de respecter les exigences relatives à la limite de responsabilité absolue de la *Loi sur la sûreté des pipelines*. La RCE exige que la Société maintienne ces ressources financières et ces fonds facilement accessibles dans des types précis d'instruments financiers.

ECCC

L'ECCC a la responsabilité d'administrer la réglementation fédérale sur la tarification des gaz à effet de serre en vertu de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* et d'autres réglementations fédérales sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre, y compris la réglementation sur les émissions de méthane qui s'applique à l'extérieur de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan en vertu du *Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)*. ECCC est également responsable des accords internationaux sur les émissions atmosphériques.

FERC

La FERC est une agence américaine indépendante qui réglemente, en ce qui concerne Pembina, les gazoducs interétatiques et le transport des hydrocarbures liquides (pétrole brut, produits raffinés et LGN) dans le cadre du commerce interétatique.

Le gazoduc de Ruby et les tronçons américains du gazoduc d'Alliance sont des gazoducs interétatiques sous la compétence de la FERC aux termes de la NGA. La compétence de la FERC aux termes de la NGA vise la quasi-totalité des aspects commerciaux de l'entreprise des gazoducs interétatiques, y compris les taux et les frais, la construction de nouvelles installations, l'expansion ou l'abandon de services et d'installations, les comptes et les registres, les politiques d'amortissement, l'acquisition et la disposition d'installations, le lancement et l'annulation de services, les relations entre membres du même groupe et certaines autres questions. Un certificat d'utilité publique délivré par la FERC est nécessaire pour la construction et l'exploitation d'un gazoduc interétatique. L'un des principes réglementaires clés sous-tendant la compétence de la FERC est la non-discrimination, si bien qu'il est interdit aux sociétés de gazoducs interétatiques d'accorder une préférence indue à une personne, de faire preuve de discrimination indue à l'égard d'une personne ou en faveur d'une personne, ou de maintenir une différence déraisonnable dans leurs taux ou leurs modalités et conditions de service.

En règle générale, les taux facturés par les sociétés de gazoducs interétatiques ne peuvent dépasser les taux « justes et raisonnables » ou « de recours » prévus par la loi qui ont été approuvés par la FERC; toutefois, en vertu des politiques actuelles de la FERC, un gazoduc peut faire approuver la facturation de taux négociés qui diffèrent du taux « de recours » réglementé par la FERC. La FERC a approuvé la proposition d'Alliance É.-U. d'offrir à ses expéditeurs le choix entre des taux négociés et des taux « de recours ». Par conséquent, le tarif existant d'Alliance É.-U. contient des taux négociés et des taux « de recours ». Les options des taux à l'égard du gazoduc de Ruby sont négociées par Kinder Morgan, à titre d'exploitant.

Les tronçons américains du pipeline Vantage et du pipeline Cochin sont assujettis à la compétence de la FERC, en vertu de l'ICA. Contrairement à la compétence de la FERC en vertu de la NGA, la compétence de la FERC en matière de pipelines pour liquides en vertu de l'ICA est sensiblement plus restreinte. La FERC n'a pas compétence en matière de construction, de prolongement ou d'abandon de pipelines de liquides pour le commerce interétatique. La compétence de la FERC sur les pipelines transportant du pétrole brut, des LGN ou des produits raffinés pour le commerce interétatique se limite aux tarifs ainsi qu'aux modalités et aux conditions de service offerts. Comme dans le cas de la réglementation des gazoducs interétatiques, l'un des principes réglementaires clés sous-tendant la compétence de la FERC en vertu de l'ICA est la non-discrimination, si bien qu'il est interdit aux sociétés de pipelines transportant du pétrole, des liquides de gaz naturel ou des produits raffinés pour le commerce interétatique d'accorder une préférence indue à une personne, de faire preuve de discrimination indue à l'égard d'une personne ou en faveur d'une personne, ou de maintenir une différence déraisonnable dans leurs taux ou leurs modalités et conditions de service.

Voir « *Facteurs de risque — Risques inhérents à l'entreprise de Pembina — Coûts d'abandon* », « *Facteurs de risque — Risques inhérents à l'entreprise de Pembina — Responsabilités et coûts liés à l'environnement* » et « *Facteurs de risque — Risques inhérents à l'entreprise de Pembina — Réglementation et législation* ».

La PHMSA supervise l'exploitation et l'entretien sécuritaires des oléoducs et des gazoducs interétatiques en vertu de *49 CFR Part 190 – Pipeline Safety Enforcement and Regulatory Procedures*. Les programmes de réglementation et d'application de la PHMSA visent à assurer que ces pipelines sont exploités de façon sécuritaire, fiable et respectueuse de l'environnement. Ces programmes sont fondés sur des inspections et des enquêtes et non sur des permis.

Gouvernance d'entreprise

Pembina maintient des pratiques de gouvernance d'entreprise et de déontologie, tant du point de vue de son administration que de ses activités, conformément à son engagement d'être une entreprise citoyenne responsable. Les pratiques en matière de gouvernance d'entreprise de Pembina visent à :

- accroître et préserver la valeur;
- protéger les dividendes;
- exercer ses activités d'une façon sécuritaire, fiable et respectueuse de l'environnement dans les collectivités où elles exercent ces activités;
- mettre l'accent sur l'engagement des employés, l'inclusion et le bien-être dans un environnement de travail sécuritaire, respectueux, collaboratif et équitable;
- remplir ses obligations envers tous les organismes de réglementation, les partenaires commerciaux, les clients, les intervenants, les employés et les actionnaires.

(Voir « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina — But de Pembina* »),

En tant que société ouverte inscrite à la cote de la TSX et de la NYSE, Pembina tient compte des règles et règlements applicables aux émetteurs cotés en bourse tant au Canada qu'aux États-Unis. Les pratiques en matière de gouvernance d'entreprise de Pembina respectent les lignes directrices canadiennes en matière de gouvernance, qui englobent les règles sur la gouvernance de la TSX et des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, y compris :

- le Règlement 52-110 sur le comité d'audit;
- l'Instruction générale 58-201 relative à la gouvernance;
- le Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance.

Les pratiques de gouvernance de Pembina respectent les normes de la NYSE à l'intention des sociétés américaines à tous égards importants, sauf comme il est résumé sur le site Web de Pembina à l'adresse www.pembina.com. En tant que société non américaine, Pembina n'est pas tenue de se conformer à la plupart des exigences d'inscription en matière de gouvernance de la NYSE. À titre d'émetteur privé étranger, Pembina doit toutefois indiquer comment ses pratiques de gouvernance diffèrent des pratiques suivies par les sociétés américaines soumises aux normes de la NYSE.

Pembina se conforme également aux exigences d'inscription en matière de gouvernance de la NYSE et aux règles de gouvernance de la SEC qui s'appliquent aux émetteurs privés étrangers.

Certaines des meilleures pratiques de Pembina proviennent des règles de la NYSE et respectent les règles applicables adoptées par la SEC pour répondre aux obligations prévues par la *Sarbanes-Oxley Act of 2002* et la *Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act*.

Le conseil d'administration supervise la gérance de l'entreprise de Pembina. Il reconnaît l'importance des questions relatives aux facteurs ESG et s'acquitte de ses fonctions directement et en déléguant les responsabilités suivantes en cette matière à ses quatre comités permanents.

Comités	Responsabilités relatives aux facteurs ESG
Comité d'audit	Assurer la supervision de l'intégrité des états financiers, du processus de présentation de l'information et de la fonction d'audit interne de Pembina.
Comité des ressources humaines, de la santé et de la rémunération	- Superviser l'approche de Pembina en matière de rémunération des administrateurs, de santé et de bien-être des employés, de rémunération des employés, de rendement et de rémunération de la haute direction, de planification de la relève de la haute direction, d'inclusion et de diversité. - Mettre l'accent sur la durabilité en intégrant des mesures relatives aux facteurs ESG dans la conception des régimes incitatifs et dans le processus de prise de décisions concernant la rémunération des membres de la haute direction.
Comité de gouvernance, des mises en candidature et de la responsabilité sociale d'entreprise	- Assurer la responsabilité des pratiques en matière de gouvernance de Pembina. - Superviser les questions liées à la durabilité, y compris le développement durable, la sensibilisation et la consultation du public, la gestion des enjeux, la gérance environnementale, les communications externes et les relations avec les gouvernements, les relations avec les Autochtones, les investissements communautaires et les droits de la personne. - Superviser l'élaboration du rapport relatif à la durabilité de Pembina et retenir les services de conseillers externes pour fournir de l'information sur les questions relatives aux facteurs ESG et un point de vue indépendant sur les travaux.
Comité de l'environnement et de la sécurité	Superviser l'élaboration, la mise en œuvre et la surveillance des systèmes de gestion des risques et des politiques concernant la sécurité, l'intégrité des actifs et la sécurité de l'entreprise, ainsi que la gestion environnementale.

Des renseignements plus détaillés concernant les pratiques de gouvernance de Pembina figureront dans la circulaire de sollicitation de procurations de Pembina pour son assemblée des actionnaires de 2021. De plus, on peut consulter le code de déontologie, la politique en matière de dénonciation et d'autres politiques de gouvernance de Pembina sur le site Web de Pembina, au www.pembina.com.

Politiques de gouvernance

Le cadre de gouvernance de Pembina comprend des politiques d'entreprise qui s'harmonisent avec la stratégie et les objectifs de Pembina (voir « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina* »), qui sont conformes aux lois et aux règlements applicables à l'entreprise de Pembina et adhèrent aux pratiques exemplaires de l'industrie. Les politiques d'entreprise de Pembina reflètent les valeurs et les croyances fondamentales de Pembina, qui à leur tour influencent le SGO et les programmes connexes.

Certaines des politiques de Pembina visent à maintenir une relation positive avec l'environnement physique et social dans lequel Pembina exerce ses activités. Ces politiques sont décrites ci-après.

Politique sur la diversité du conseil

Le Conseil reconnaît que la diversité au sein de ses administrateurs favorise l'équilibre et les débats, ce qui améliore le processus de prise de décisions du conseil et favorise l'engagement de Pembina à offrir des avantages à ses quatre principaux groupes de parties intéressées – les clients, les investisseurs, les employés et les collectivités – en tirant parti des différents points de vue des membres du conseil. Conformément à la politique, le conseil examine les candidatures au conseil en fonction du mérite et compte tenu des avantages qu'apporte la diversité au conseil, et en vue d'atteindre les objectifs suivants en matière de diversité : (i) un conseil au sein duquel chacun des deux sexes représente au moins 30 % des administrateurs indépendants; et (ii) un conseil au sein duquel au moins 40 % des administrateurs indépendants sont des femmes, des personnes handicapées, des Autochtones ou des personnes faisant partie d'autres minorités raciales, ethniques et/ou visibles.

Politique sur l'environnement, la santé et la sécurité

Pembina met de l'avant l'environnement, la santé et la sécurité dans toutes ses activités et ses entreprises. Pembina est résolue à figurer parmi les chefs de file du secteur qui remplissent ou dépassent les exigences prévues par les lois et les règlements applicables visant à protéger la santé et la sécurité des travailleurs et des membres du public, et à empêcher que l'environnement subisse les impacts de ses activités. Pembina s'engage également à améliorer son rendement en matière d'environnement, de santé et de sécurité. Ces domaines sont d'une importance capitale pour la direction, les employés et les sous-traitants de la Société. Pembina estime que le fait de promouvoir l'excellence en matière d'environnement, de santé et de sécurité est essentiel à la bonne santé de la Société.

Le comité de la sécurité et de l'environnement du conseil d'administration surveille le respect de la politique sur l'environnement, la santé et la sécurité à l'aide de rapports réguliers.

Politique sur la gestion du risque d'entreprise

Cette politique énonce les principes de gestion du risque d'entreprise de la Société et précise les attentes associées aux activités de gestion du risque et à la gouvernance de Pembina. La gestion du risque d'entreprise consiste en l'application de pratiques et de procédures à l'échelle de la Société visant à repérer, à mesurer, à évaluer, à surveiller et à déclarer les principaux risques qui peuvent influencer l'atteinte des objectifs commerciaux et à réagir.

Code de déontologie

La réputation de Pembina constitue l'un de ses actifs les plus importants. Le code de déontologie a pour objectif d'établir une norme élevée d'intégrité et de comportement éthique de façon à soutenir la réputation de Pembina ainsi que ses relations avec ses parties intéressées internes et externes. Tous les membres du personnel sont tenus de respecter en tout temps le code de déontologie. Le code de déontologie énonce les principes de déontologie à respecter dans les domaines suivants : les conflits d'intérêts; les droits de la personne; les relations d'affaires et le traitement équitable; le respect des lois; les relations gouvernementales; les questions liées à la santé, la sécurité et l'environnement; l'intégrité de l'information financière; la communication de l'information et les opérations d'initiés; les relations avec les parties intéressées et les relations publiques; le respect de la vie privée et la confidentialité; la protection des actifs et des registres de la Société; les divertissements, les cadeaux et les autres paiements; le milieu de travail et les relations de travail; et les responsabilités et les procédures en matière de présentation de l'information.

Politiques sur l'alcool et les drogues

Dans le cadre de son engagement envers ses employés, ses sous-traitants et le public, Pembina s'est dotée de politiques générales sur l'alcool et les drogues, qui exigent que tous les employés demeurent aptes au travail lorsqu'ils sont en service ou en attente. Ces politiques font partie de l'approche de Pembina en matière d'atténuation du risque et de sécurité et contribuent au respect de la politique sur l'environnement, la santé et la sécurité. Pembina a également mis en œuvre une politique sur l'alcool et les drogues destinée aux travailleurs du service du transport, conformément aux lois applicables des États-Unis.

Politique sur les relations avec les Autochtones

Dans le cadre de ses relations avec les Autochtones, Pembina cherche à bâtir des relations durables et bénéfiques pour les deux parties avec l'ensemble des Autochtones touchés par ses activités. En tentant d'établir des relations positives et mutuellement avantageuses avec les communautés et les dirigeants autochtones, les employés, les consultants et les sous-traitants de Pembina contribueront au succès continu des réseaux existants et croissants de Pembina et des autres entreprises de celle-ci.

Politique en matière de dénonciation

Pembina s'engage à mettre de l'avant les normes les plus élevées en matière de conduite professionnelle et éthique dans toutes ses activités. La réputation d'honnêteté et d'intégrité dont jouit Pembina auprès de ses parties intéressées est essentielle au succès de son entreprise. La transparence, l'honnêteté, l'intégrité et l'imputabilité des pratiques financières, administratives et de gestion de Pembina sont essentielles. Ces normes élevées guident les décisions du conseil d'administration, et les parties intéressées de Pembina ainsi que les marchés financiers s'y fient.

Pour ces raisons, il est essentiel de maintenir un milieu de travail où les préoccupations concernant les pratiques commerciales discutables peuvent être soumises sans crainte de discrimination, de représailles ou de harcèlement. Pembina estime également que le fait d'encourager une culture d'ouverture et de leadership éthique de la part de la direction appuie ce processus. Ainsi, la politique en matière de dénonciation de Pembina encourage les administrateurs, dirigeants, employés, consultants, sous-traitants, mandataires et parties intéressées externes à agir de manière responsable, à faire part de leurs préoccupations et à déclarer toutes situations potentielles de pratiques contraires à l'éthique au sein de Pembina, plutôt que d'ignorer un problème ou de tenter d'y trouver une solution à l'extérieur de Pembina. En plus de pouvoir signaler des préoccupations directement à la direction de Pembina, les personnes peuvent le faire de façon anonyme ou confidentielle au président du comité d'audit du conseil d'administration ou au moyen de la ligne de dénonciation de Pembina qui est disponible

tous les jours, 24 heures sur 24, en ligne et par un numéro sans frais. Les plaintes que reçoit Pembina aux termes de sa politique en matière de dénonciation font l'objet d'enquêtes approfondies.

Politique sur la sécurité d'entreprise et sur la gestion de la sécurité

Pembina s'engage à protéger la sécurité de ses travailleurs, du public ainsi que de ses installations, de son infrastructure physique et de ses biens matériels. Ces secteurs sont d'une importance capitale pour la direction, les employés et les sous-traitants de la Société. Pembina estime que le fait de promouvoir l'excellence en matière de gestion de la sécurité est essentiel à la bonne santé de la Société. Ainsi, Pembina repère les risques pour la sécurité et établit des programmes et des procédures adéquats afin de ramener ces risques à un niveau acceptable et teste ces programmes et ces procédures afin d'évaluer régulièrement leur efficacité.

Politique sur la cybersécurité

Pembina s'engage à protéger la confidentialité, l'intégrité et la disponibilité de ses actifs d'information. Ces éléments sont d'une importance capitale pour la direction, les employés et les sous-traitants de la Société. Pembina estime que le fait de promouvoir l'excellence en matière de gestion de la sécurité de ses actifs d'information est essentiel à la bonne santé de la Société. Dans cette optique, Pembina s'emploie à repérer les risques pour la sécurité et à établir des procédures et des programmes pertinents, y compris le plan de cybersécurité d'entreprise, afin de ramener ces risques à un niveau acceptable, et à tester ces procédures et programmes afin d'en évaluer régulièrement l'efficacité.

Politique de confidentialité

Pembina s'engage à maintenir l'exactitude, la confidentialité et la sécurité des renseignements personnels conformément aux lois applicables en matière de protection des renseignements personnels. La protection des renseignements personnels est d'une importance capitale pour la direction, les employés et les sous-traitants de la Société. C'est pourquoi Pembina s'engage à communiquer la manière dont elle recueille, utilise, communique, protège et gère par ailleurs les renseignements personnels.

Politique sur le respect en milieu de travail (Canada)/Politique interdisant le harcèlement et la discrimination (États-Unis)

Pembina tient à offrir un lieu de travail respectueux où tous sont traités avec respect et dignité. La sécurité et le bien-être de toute personne travaillant pour Pembina ou en lien avec celle-ci sont une priorité. Aucune forme de harcèlement, de discrimination et de violence au travail ne sera tolérée. Ces politiques établissent des normes et des attentes précises à l'intention de tout le personnel afin de prévenir le harcèlement, la discrimination et la violence au travail et de protéger toute personne contre ceux-ci.

Engagement social et dialogue avec les collectivités et les Autochtones

Relations avec les collectivités

Pembina s'est fixé comme priorité absolue l'établissement de relations à long terme fondées sur la confiance mutuelle avec les collectivités et, pour atteindre ce but, Pembina s'efforce de comprendre les questions régionales afin d'aider à prévoir et à gérer les incidences sociales et économiques des activités de la Société sur les collectivités locales.

Pembina a élaboré des plans régionaux de district d'engagement communautaire (les « **plans RDEC** ») pour les zones d'exploitation de Pembina. Le but de ces plans est de soutenir tant les besoins d'engagement opérationnel que les engagements pris dans le cadre du programme Priorité Intégrité de l'Association canadienne de pipelines d'énergie ainsi que d'autres programmes et objectifs prévus par la réglementation, comme le programme de gestion des urgences et le programme de prévention des dommages et de sensibilisation du public de Pembina. Voir « *Autres renseignements concernant l'entreprise de Pembina – Programmes de prévention des dommages et de sensibilisation du public* » et « *Autres renseignements concernant l'entreprise de Pembina – Programme de gestion des urgences* ».

Le but et les objectifs des plans RDEC sont les suivants :

- favoriser une approche stratégique, uniforme et coordonnée à l'égard de l'engagement opérationnel à long terme envers les parties prenantes et les Autochtones;

- offrir une structure de gouvernance qui énonce les rôles, les responsabilités et l'imputabilité;
- identifier les parties prenantes et les Autochtones qui pourraient avoir une influence sur les activités de Pembina et les définir sur une carte des régions où Pembina exerce ses activités;
- repérer les risques possibles et les occasions qui permettent d'informer sur les stratégies en matière d'engagement et de dialogue;
- accroître la confiance et l'exécution auprès des parties prenantes et les collectivités autochtones à l'échelle locale et régionale.

Les commentaires que Pembina reçoit des collectivités ont une influence sur l'endroit où la Société installe ses actifs, sur les mesures que Pembina prend pour minimiser les atteintes à l'environnement, sur la main d'œuvre et les entreprises locales auxquelles la Société peut avoir recours et sur la façon dont Pembina peut avoir un effet positif grâce à son programme d'investissement dans les collectivités.

Relations avec les Autochtones

Pembina reconnaît que la Société doit, pour atteindre ses objectifs commerciaux, travailler en étroite collaboration avec les collectivités dans tous ses secteurs d'activité, notamment avec les collectivités autochtones.

Les principes directeurs de Pembina sur son dialogue avec les collectivités autochtones sont énoncés dans sa politique sur les relations avec les Autochtones. Voir « *Autres renseignements concernant l'entreprise de Pembina – Gouvernance d'entreprise – Politiques de gouvernance* ».

Les projets de Pembina peuvent se dérouler sur des terrains sur lesquels des collectivités autochtones pourraient avoir des droits et des titres. Pembina s'efforce de mener des consultations significatives pour comprendre les incidences possibles, chercher des mesures d'atténuation, discuter des avantages possibles associés aux développements proposés de la Société et s'assurer que les projets soient mieux planifiés et exécutés et prévoient une meilleure restauration. L'engagement et les consultations de Pembina dépassent souvent les exigences réglementaires et peuvent prendre diverses formes, comme des rencontres personnelles, des examens documentaires et des visites de sites. Les collectivités autochtones ont également une compréhension unique de l'environnement; Pembina travaille avec les collectivités autochtones pour comprendre leurs perspectives et, lorsque cela est possible, intègre ces perspectives dans les affaires courantes de la Société. Pembina travaille activement à créer une sensibilisation au sein des collectivités autochtones concernant les exigences environnementales et les programmes associés à ses projets.

Pembina s'efforce de participer au bien-être économique des collectivités autochtones dans lesquelles elle exerce ses activités en embauchant et en formant des membres de ces collectivités et en obtenant des intrants pour les projets auprès de fournisseurs autochtones.

Grâce à l'initiative sur la main-d'œuvre autochtone, Pembina travaille avec les collectivités, les organisations et les partenaires gouvernementaux afin de recruter activement des candidats autochtones et d'aider ces derniers à se préparer à occuper un emploi à long terme et des postes de carrière. Pembina coordonne les objectifs du programme de formation et offre du soutien aux candidats autochtones pour surmonter les obstacles auxquels ils peuvent être confrontés à leur entrée sur le marché du travail concurrentiel. Le programme de stage en environnement pour les autochtones de Pembina offre aux stagiaires la possibilité d'en apprendre davantage sur le processus de construction des pipelines. Les stagiaires travaillent avec des planificateurs et des inspecteurs en environnement pour connaître la portée environnementale d'un projet et les processus et procédures mis en œuvre pour protéger l'environnement pendant le processus de construction. Pembina tire avantage de ce programme en obtenant de précieux renseignements d'un point de vue autochtone, notamment à l'égard de l'utilisation traditionnelle des terres d'une zone d'un projet et des activités sur celles-ci. Pembina offre également un programme de formation en sensibilisation des questions autochtones à ses employés et sous-traitants.

Pembina cherche à développer des relations commerciales durables avec les collectivités autochtones qui procurent une sécurité, un rendement, une concurrence quant aux coûts et la qualité. En développant des relations commerciales et en offrant davantage d'occasions économiques pour les fournisseurs autochtones, Pembina a pour but d'accroître et de maintenir la capacité des fournisseurs autochtones et, grâce à ces occasions, de procurer un avantage positif net aux membres des

collectivités autochtones. La norme de Pembina pour les contrats avec des entrepreneurs locaux, autochtones et tribaux (la « **Norme** ») assure que des fournisseurs autochtones compétents participent aux travaux de Pembina. Dans le cadre de cette Norme, et grâce aux processus concurrentiels de Pembina, les fournisseurs sont tenus de démontrer leur engagement envers le développement économique autochtone, les partenariats d'inclusion et les alliances stratégiques (et ils sont évalués sur cet engagement).

Enfin, Pembina est déterminée à bâtir un engagement et des relations. Grâce au programme d'investissement pour les Autochtones, Pembina offre du financement à des organismes autochtones et à des organismes liés aux Autochtones ayant un vaste impact.

Indemnisation et assurance

Pembina maintient en vigueur une garantie d'assurance relative à la propriété de ses actifs et maintient également une assurance des administrateurs et des dirigeants standard conformément à la pratique dans le secteur.

Pembina est d'avis qu'elle jouit d'une garantie d'assurance similaire à celle que maintiendrait en vigueur un propriétaire-exploitant prudent des types d'actifs dont Pembina est propriétaire et exploitante. Cette garantie d'assurance est soumise à des limites et à des exclusions ou à des limites de garantie que Pembina juge raisonnables compte tenu du coût de cette assurance et des conditions d'exploitation actuelles. Toutefois, rien ne garantit que la garantie d'assurance sera adéquate dans une situation donnée ni que les assureurs pourront remplir leurs obligations si une réclamation était faite. En outre, rien ne garantit que la garantie d'assurance sera disponible à l'avenir à des conditions ou à des tarifs raisonnables au plan commercial.

Personnel

Au 31 décembre 2020, Pembina employait 2 623 personnes (incluant les sous-traitants), dont 1 573 exécutaient les travaux sur le terrain et les activités de surveillance et 1 050 occupaient des fonctions relatives aux services d'ingénierie, de systèmes, de gestion, de finances, de comptabilité, d'administration, de ressources humaines, d'informatique, de dessin technique, d'expansion des affaires ainsi que de sécurité et d'environnement des installations. Soixante et un des employés exécutant des travaux sur le terrain sont syndiqués. L'effectif de Pembina (à l'exclusion des sous-traitants) est relativement stable et ne connaît qu'un faible roulement. La fidélisation du personnel s'appuie sur des incitatifs financiers comme les options d'achat d'actions ordinaires, dont peuvent se prévaloir certains employés, les programmes d'intéressement à long terme et les régimes de retraite, dont l'acquisition est effectuée au fil du temps.

Inclusion et diversité

Pembina favorise la diversité et l'égalité des chances et s'assure que ses employés peuvent prospérer dans un environnement inclusif.

Au moyen de sa « position sur la diversité et l'inclusion », annoncée en 2019, Pembina vise à :

- Attirer, fidéliser et former une main-d'œuvre diversifiée qui est créative et novatrice;
- Créer un environnement de travail où les employés se sentent valorisés et respectés;
- Former une main-d'œuvre qui est représentative des collectivités au sein desquelles Pembina exerce des activités;
- Former une main-d'œuvre ouverte à différentes cultures qui réussit dans un marché mondial;
- Harmoniser les valeurs de Pembina avec celles de ses clients en reconnaissant l'importance d'un environnement de travail diversifié et inclusif;
- Démontrer que Pembina investit dans une main-d'œuvre diversifiée et inclusive afin de renforcer son entreprise et d'améliorer sa rentabilité;
- Attirer et fidéliser des investisseurs qui sont résolument en faveur d'initiatives touchant les facteurs ESG.

Dans le cadre de sa position sur la diversité et l'inclusion, Pembina a mis sur pied un groupe consultatif ayant pour mandat d'agir comme porte-parole de l'inclusion et de la diversité à l'échelle de l'organisation, de promouvoir un leadership et des comportements inclusifs et de soutenir les groupes sous-représentés.

INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE CANADIENNE

Généralités

La description ci-après présente un aperçu détaillé de l'industrie du pétrole brut, de l'industrie des LGN et du gaz naturel et de l'industrie de l'infrastructure des services intermédiaires connexes à ces marchandises, axé sur l'Ouest canadien compte tenu qu'une partie importante des activités de Pembina sont situées en Alberta. Pembina a également des activités dans l'est du Canada et aux États-Unis. Les volumes qui alimentent ces actifs proviennent principalement de l'Ouest canadien avant d'être transportés vers les marchés de l'est par des pipelines de Pembina et de tierces parties.

L'Ouest canadien est la principale source de pétrole brut classique, de pétrole brut synthétique, de gaz naturel, de bitume et de produits connexes, notamment les LGN et les condensats, du Canada. La production provient principalement de l'Alberta, tandis que des quantités moindres proviennent de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan, du Manitoba et des Territoires du Nord-Ouest. Le pétrole brut synthétique et le bitume proviennent des exploitations de sables bitumineux situées près de Fort McMurray (Alberta).

Le transport efficace, à prix modique et sécuritaire par pipeline, par voie ferrée ou par camion depuis les gisements productifs et les installations jusqu'aux raffineries, aux usines de traitement ainsi qu'aux marchés nationaux et d'exportation est indispensable pour l'industrie pétrolière et gazière canadienne.

Industrie canadienne du pétrole brut et du pétrole lourd

L'Ouest canadien possède une des plus grandes réserves de pétrole brut du monde et, au cours de la dernière décennie, l'industrie du pétrole brut de l'Ouest canadien a mis en œuvre des technologies de forage améliorées, qui ont permis d'améliorer les récupérations et les paramètres économiques. Des technologies telles que la fracturation hydraulique en plusieurs étapes ont permis aux producteurs d'accéder à des parties plus resserrées des réserves classiques ainsi que des schistes et des siltites qui étaient auparavant considérées comme non rentables. Grâce à cette évolution, la production de pétrole brut provenant du BSOC a considérablement augmenté.

L'Alberta regorge également de sables bitumineux – un mélange naturel de sable, d'eau, d'argile et d'un type de pétrole lourd naturel appelé bitume. Une fois que le bitume a été récupéré et traité aux fins de séparation des sables et de l'eau, il est ensuite valorisé pour obtenir du pétrole brut synthétique. Les sables bitumineux peuvent être extraits en surface et expédiés par camion à une installation de traitement ou par divers procédés *in situ* qui permettent de pomper le bitume à la surface à l'aide de vapeur, de solvants et/ou d'énergie thermique. Comme il est très visqueux, le bitume doit souvent être dilué à l'aide d'hydrocarbures plus légers comme des condensats pour le rendre transportable par pipeline.

La production de pétrole brut est généralement consommée dans les raffineries. Les raffineries sont réparties sur un vaste territoire géographique et peuvent se trouver partout le long de la chaîne de transport, aux emplacements des plaques tournantes des bassins de production, aux jonctions à mi-parcours des réseaux de transmission, et sur les côtes où la production étrangère peut accéder aux marchés de l'Amérique du Nord par voie de transport maritime.

Les pipelines continuent de représenter le mode de transport le plus sûr, le plus économique et le plus répandu pour de grandes quantités de pétrole brut; toutefois, étant donné l'étendue du réseau ferroviaire en Amérique du Nord et le manque de capacité de pipelines d'exportation suffisante, le transport ferroviaire des hydrocarbures a gagné en popularité.

Transport des produits

Les réseaux de pipelines d'amenée collectent les produits pétroliers en provenance des gisements productifs et des installations pour les transporter jusqu'aux centres régionaux aux fins d'entreposage, de raffinage et de raccordement aux plus gros pipelines. À partir de ces centres, les produits pétroliers sont réacheminés par les réseaux de pipelines d'exportation ou par voie ferroviaire vers les marchés nationaux de l'ouest ou de l'est du Canada ou encore vers les marchés du nord des États-Unis, du Midwest des États-Unis et de la côte du golfe du Mexique des États-Unis en vue de leur utilisation finale, ou alors ils servent

de charge d'alimentation dans des raffineries ou dans l'industrie de la pétrochimie. Le centre principal des activités de l'industrie pétrolière et gazière au Canada est la région d'Edmonton et de Fort Saskatchewan (Alberta), qui est le plus grand centre de raffinage de pétrole brut de l'Ouest canadien et une importante plaque tournante de fractionnement et du marché de LGN et de produits connexes. De plus, la région d'Edmonton et de Fort Saskatchewan constitue la plaque tournante du réseau de pipelines d'aménée en Alberta et le point de départ de nombreux gros pipelines d'exportation du Canada.

Les terminaux routiers constituent un moyen permettant le transport de la production de pétrole, de condensats et de LGN provenant d'installations qui ne sont pas raccordées à des pipelines jusqu'au marché.

Les pipelines pour liquides d'exportation dont le point de départ se situe dans la région d'Edmonton sont le pipeline TransMountain et le pipeline d'Enbridge. Le pétrole brut et les produits raffinés sont expédiés vers les marchés nationaux et d'exportation de la côte Ouest par le pipeline TransMountain. Le pétrole brut et les produits raffinés destinés à l'est du Canada, au nord des États-Unis et à la côte du golfe du Mexique des États-Unis sont transportés par le pipeline d'Enbridge. Les LGN sont acheminés vers les marchés de l'est du Canada et les marchés d'exportation par le pipeline d'Enbridge. Le pipeline Keystone et le pipeline d'Express existants exportent aussi du pétrole brut à partir de Hardisty (Alberta) vers les États-Unis.

Liquides de gaz naturel

L'industrie des LGN comprend la production, l'entreposage, le fractionnement et le transport de produits qui sont extraits du gaz naturel avant d'être vendus aux utilisateurs finaux. Le gaz naturel est un mélange de divers composants d'hydrocarbures, dont le plus abondant est le méthane. Les hydrocarbures de plus grande valeur, dont l'éthane (C₂), le propane (C₃), le butane (C₄) et les condensats (C₅+) se retrouvent en règle générale sous forme gazeuse aux pressions et aux températures auxquelles le gaz naturel est recueilli et transporté. Les installations d'extraction de LGN récupèrent du gaz naturel un mélange de LGN sous forme liquide. L'approvisionnement en LGN dans l'Ouest canadien est dérivé majoritairement du traitement du gaz naturel, et le reste, du raffinage du pétrole brut. La rentabilité de l'industrie est fondée sur le fait que les produits extraits ont une plus grande valeur économique en tant que marchandises distinctes (déduction faite des frais d'extraction et de transport) qu'en tant que composantes du gaz naturel.

La chaîne de valeur de LGN commence avec la collecte du gaz produit depuis la tête de puits et son transport jusqu'à une raffinerie de gaz. Le gaz est ensuite transformé dans des usines de transformation de champ et des installations d'extraction sur une canalisation principale puis est traité pour en retirer l'eau, le soufre et les autres impuretés. La chaîne de valeur culmine avec le transport par pipeline du mélange de LGN depuis la raffinerie de gaz jusqu'aux installations de fractionnement où le mélange de LGN sera séparé en produits commercialisés destinés à la vente aux clients finaux de LGN.

Les condensats sont produits naturellement à l'entrée des puits lorsque le gaz naturel est amené en surface à un puits de gaz. Les condensats sont ensuite transportés par camion jusqu'à un point de raccordement sur un pipeline, ou bien l'usine de gaz naturel peut être raccordée directement à un réseau de conduites de collecte en vue de la livraison subséquente sur le marché. Les condensats sont utilisés principalement comme diluants mélangés avec le pétrole brut lourd et le bitume afin de diminuer la viscosité et la densité, en permettant ainsi le transport dans les pipelines. En outre, les condensats sont utilisés comme charge d'alimentation des raffineries pour fabriquer l'essence, le kérosène et le carburéacteur. En raison de la croissance de la demande de diluants aux fins du transport du pétrole lourd, il y a un besoin de gestion des diluants avant leur injection dans les divers pipelines de transport des diluants. Cette demande comporte l'accès à la plus grande variété de diluants, le respect des normes de qualité des diluants et l'entreposage.

Les marchés des LGN situés en Amérique du Nord sont pour la plupart de nature continentale, bien que les exportations augmentent rapidement, avec des utilisations variant de façon considérable selon le produit, allant des combustibles de chauffage et de transport aux charges d'alimentation pour les produits pétrochimiques et le raffinage du pétrole brut. L'éthane est utilisé comme charge d'alimentation pour l'industrie pétrochimique. Le propane est le plus polyvalent des produits de LGN, pouvant servir pour le chauffage résidentiel et commercial, le séchage des récoltes, la cuisine, en tant que carburant et de charge d'alimentation pour les produits pétrochimiques. Le butane est utilisé principalement dans le mélange de l'essence, soit directement, soit dans la production d'isooctane, et comme diluant pour le pétrole lourd.

Extraction des LGN

Les LGN sont recueillis principalement dans trois types d'installations d'extraction : les installations de champ gazier, les usines de chevauchement situées sur les canalisations principales de gaz naturel et les raffineries de pétrole. Les installations de champ

transforment le gaz naturel brut, qui est produit à partir des puits dans le voisinage immédiat, par le retrait des impuretés telles que l'eau, le soufre et le dioxyde de carbone en vue de sa livraison aux principaux réseaux de gazoducs. Les installations de champ retirent également la presque totalité des condensats et jusqu'à 65 pour cent du propane et 80 pour cent du butane afin de satisfaire les exigences du pipeline, laissant l'éthane et les LGN non récupérés dans le gaz naturel. La plupart des installations de champ de l'Ouest canadien n'extraient pas l'éthane, mais le laissent plutôt dans le gaz naturel. Une fois traité, le gaz naturel est ensuite compressé puis acheminé à l'un des plus grands réseaux de transmission de la région. En Alberta, les LGN et l'éthane résiduels dans le gaz naturel sont extraits aux usines de chevauchement situées sur les canalisations principales avant l'exportation.

L'extraction des LGN produit un mélange d'hydrocarbures (soit éthane-plus (C2+), soit propane-plus (C3+)) qui doit être transformé davantage lors d'étapes ultérieures permettant de séparer les produits individuels. À la plupart des installations de champ, seule la quantité suffisante de LGN pour rendre le gaz naturel commercialisable est extraite; toutefois, avec l'ajout d'installations de traitement de coupe lourde et d'usines de chevauchement sur une conduite principale, il est possible que davantage de LGN soient extraits pour garantir la récupération de la quantité maximale de LGN. Les prix des produits de LGN sont habituellement fixés en fonction du prix du pétrole; par conséquent, ce niveau de récupération supplémentaire dépend de la valeur du pétrole par rapport à celle du gaz naturel. Plus cette valeur augmente, plus le stimulant économique de cette activité augmente également.

Fractionnement des LGN

Le mélange de LGN extrait aux installations de champ et aux usines de chevauchement est transporté par pipeline, par camion ou par rail à des installations de fractionnement qui séparent le mélange entre ses composants : l'éthane, le propane, le butane et les condensats. En raison de la limitation du volume, de l'entreposage et du transport, le fractionnement n'est pas effectué en règle générale aux installations de champ, mais plutôt à des grands emplacements centralisés bien raccordés. Une fois fractionnés, les produits sont entreposés et transportés vers les marchés d'utilisation finale par pipeline, camion ou rail.

Transport des LGN

Le transport efficace des produits de LGN nécessite une importante infrastructure, dont des équipements de transport (pipelines, camions et wagons), des installations d'entreposage et des terminaux (ferroviaires et routiers). Le pipeline constitue le moyen de transport des produits de LGN le plus sûr et efficace et le moins cher. Le secteur canadien de l'énergie dispose d'un réseau étendu de pipelines pour le transport des LGN vers les installations de fractionnement, les complexes pétrochimiques, les installations d'entreposage souterrain et les utilisateurs finaux. Les pipelines constituent le principal mode de transport des LGN (avant et après le fractionnement). De plus, les LGN sont transportés par camion et par rail.

Entreposage des LGN

Les actifs d'entreposage offrent plusieurs avantages clés stratégiques, dont : (i) le tampon nécessaire entre la production de LGN (qui varie quotidiennement selon le flux gazier et sa composition) et leur consommation (qui peut varier de jour en jour et de saison en saison selon les besoins du marché); (ii) la possibilité d'entreposer les produits de LGN en vue d'une utilisation future; et (iii) l'exploitation des écarts de prix saisonniers qui peuvent survenir au cours d'une année (particulièrement pour le propane et le butane).

Transport du gaz naturel

Le secteur du transport du gaz naturel de l'Ouest canadien vers les marchés de l'est a historiquement été dominé par des sociétés membres du groupe de TransCanada PipeLines Limited. L'approvisionnement en gaz naturel et l'infrastructure de gazoducs ont été accrus au cours des dernières années, ce qui a ravivé la concurrence partout en Amérique du Nord.

Le transport efficace du gaz naturel nécessite une importante infrastructure, dont des pipelines et des installations d'entreposage. Le pipeline constitue le moyen de transport du gaz naturel le plus sûr et efficace et le moins cher. Le secteur canadien de l'énergie dispose d'un réseau étendu de pipelines pour le transport du gaz naturel vers les installations de champ et les installations d'extraction. Les pipelines constituent le principal mode de transport du gaz naturel.

DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL DE PEMBINA

Le capital autorisé de Pembina se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires, d'un nombre d'actions privilégiées de catégorie A pouvant être émises en série et ne pouvant excéder 254 850 850 actions privilégiées de catégorie A et d'un nombre illimité d'actions privilégiées de catégorie B. Au 31 décembre 2020, il y avait environ 550 millions d'actions ordinaires en circulation et environ 22 millions d'actions ordinaires à émettre à l'exercice des options en cours aux termes du régime d'options. De plus, 10 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 1, 6 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 3, 10 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 5, 10 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 7, 9 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 9, 6,8 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 11, 10 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 13, 8 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 15, 6 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 17, 8 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 19, 16 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 21, 12 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 23 et 10 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 25 étaient en circulation au 31 décembre 2020. Après la clôture de l'exercice, au 25 janvier 2021, 600 000 actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A étaient émises et en circulation. Le 25 janvier 2021, Pembina a également annoncé son intention de racheter la totalité de ses 6,8 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 11 émises et en circulation le 1^{er} mars 2021, à un prix de rachat de 25,00 \$ par action privilégiée de catégorie A, série 11.

Le texte qui suit est un résumé des droits, des privilèges, des restrictions et des conditions se rattachant aux actions ordinaires, aux actions privilégiées de catégorie A et aux actions privilégiées de catégorie B.

Actions ordinaires

Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit d'être convoqués et d'assister à toutes les assemblées des actionnaires ainsi que d'y exprimer une voix pour chaque action ordinaire qu'ils détiennent. Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir, à la discrétion du conseil d'administration et sous réserve des restrictions légales applicables, les dividendes déclarés par le conseil d'administration sur les actions ordinaires et de recevoir une partie du reliquat des biens de Pembina au moment de sa liquidation ou de sa dissolution, sous réserve des droits des porteurs d'actions privilégiées de catégorie A et d'actions privilégiées de catégorie B.

Pembina a adopté un régime de droits des actionnaires (le « régime ») pour garantir, dans la mesure du possible, le traitement équitable des actionnaires dans le cadre d'une offre publique d'achat visant Pembina et pour s'assurer que le conseil a suffisamment de temps pour évaluer des offres publiques d'achat non sollicitées et pour chercher et élaborer des solutions de rechange afin de maximiser la valeur pour les actionnaires. Le régime crée un droit se rattachant à chaque action ordinaire émise ou à émettre. Jusqu'au moment de la séparation (défini dans le régime), ce qui survient généralement au moment de la présentation d'une offre publique d'achat non sollicitée aux termes de laquelle une personne acquiert ou tente d'acquérir au moins 20 pour cent des actions ordinaires, les droits ne peuvent être séparés des actions ordinaires ni être exercés et aucun certificat de droits distinct n'est délivré. Chaque droit confère à son porteur, sauf l'acquéreur du 20 pour cent, le droit d'acheter une action ordinaire à escompte considérable par rapport au cours des actions au moment de l'exercice de ce droit, et ce, à compter du moment de la séparation jusqu'à certaines expirations des droits. Le conseil d'administration peut renoncer à l'application du régime dans certaines circonstances. Le régime a été renouvelé par les actionnaires lors de l'assemblée annuelle 2019 de Pembina et doit être renouvelé tous les trois ans par la suite. Par conséquent, le régime, avec les modifications que le conseil d'administration juge nécessaires ou souhaitables, et les modifications qui peuvent être par ailleurs requises par la loi, devrait être soumis à l'approbation des actionnaires à l'assemblée des actionnaires de 2022 de Pembina. Une copie de la convention relative au régime actuel a été déposée sous les profils SEDAR et EDGAR de Pembina le 13 mai 2016 et le 31 mai 2016, respectivement.

Actions privilégiées de catégorie A

Sous réserve de certaines restrictions, le conseil peut émettre des actions privilégiées de catégorie A en une ou en plusieurs séries et déterminer la désignation, le nombre d'actions et les droits, privilèges, restrictions et conditions respectifs de chaque série. Les modalités suivantes, entre autres, s'appliquent aux actions privilégiées de catégorie A en tant que catégorie.

Chaque série d'actions privilégiées de catégorie A a égalité de rang avec toutes les autres séries d'actions privilégiées de catégorie A et a priorité sur les actions ordinaires, les actions privilégiées de catégorie B et toute autre catégorie d'actions ayant un rang inférieur aux actions privilégiées de catégorie A à l'égard du rachat, du versement des dividendes, du remboursement de capital et de la distribution d'actifs en cas de liquidation ou de dissolution de Pembina. Les actions privilégiées de catégorie A

d'une série peuvent également comporter des privilèges, qui ne peuvent être incompatibles avec les dispositions de celles-ci, par rapport aux actions ordinaires, aux actions privilégiées de catégorie B et à toute autre catégorie d'actions ayant un rang inférieur aux actions privilégiées de catégorie A, selon ce que le conseil d'administration détermine.

En cas de liquidation ou de dissolution de Pembina, si des dividendes cumulatifs ou des sommes payables au remboursement de capital à l'égard d'une série d'actions privilégiées de catégorie A ne sont pas versés intégralement, les actions privilégiées de catégorie A de toutes les séries ont droit proportionnellement : a) aux sommes qui seraient payables sur ces actions si tous ces dividendes étaient déclarés au plus tard à ce moment et versés intégralement; et b) aux sommes qui seraient payables à l'égard du remboursement de capital comme si toutes ces sommes étaient payées intégralement; toutefois, si les actifs sont insuffisants pour régler toutes ces réclamations, les réclamations des porteurs d'actions privilégiées de catégorie A à l'égard du remboursement du capital sont payées et réglées en premier et les actifs restants sont affectés au paiement et au règlement des réclamations à l'égard des dividendes. Après le paiement de la somme ainsi payable aux porteurs d'une série d'actions privilégiées de catégorie A, les porteurs de cette série d'actions privilégiées de catégorie A n'ont pas le droit de participer à une autre distribution des biens ou des actifs de Pembina en cas de liquidation ou de dissolution de Pembina.

Les porteurs d'une série d'actions privilégiées de catégorie A n'auront pas le droit (à l'exception de ce qui est par ailleurs prévu par la loi et sauf à l'égard des assemblées des porteurs d'actions privilégiées de catégorie A ou d'une série de celles-ci) d'être convoqués, d'assister ou de voter à une assemblée des actionnaires de Pembina, à moins que le conseil n'en décide autrement dans les modalités d'une série d'actions privilégiées de catégorie A en particulier, auquel cas les droits de vote ne s'appliqueront que dans les circonstances où Pembina a omis de verser un certain nombre de dividendes sur cette série d'actions privilégiées de catégorie A, la décision et le nombre de dividendes et toutes autres modalités à l'égard de ces droits de vote étant fixés par le conseil et énoncés dans les désignations, droits, privilèges, restrictions et conditions de cette série d'actions privilégiées de catégorie A. À l'exception de ce qui est indiqué ci-après, les caractéristiques importantes de chaque série d'actions privilégiées de catégorie A sont essentiellement les mêmes.

Le tableau suivant indique le nombre d'actions en circulation de chacune des séries d'actions privilégiées de catégorie A émises ainsi que les dispositions importantes de celles-ci.

Série	Date d'émission	Émises et en circulation	Montant (\$ CA)	Taux de dividende annuel	Date optionnelle de rachat et de conversion ⁽²⁾⁽³⁾	Écart de rajustement	Valeur de rachat/liquidation de base par action	Droit de conversion à raison de une pour une ⁽⁴⁾
1	26 juillet 2013	10 000 000	250 000 000 \$	1,22650 \$ ⁽¹⁾	1 ^{er} décembre 2023	2,47 % ⁽³⁾	25,00 \$	série 2
3	2 octobre 2013	6 000 000	150 000 000 \$	1,11950 \$ ⁽¹⁾	1 ^{er} mars 2024	2,60 % ⁽³⁾	25,00 \$	série 4
5	16 janvier 2014	10 000 000	250 000 000 \$	1,14325 \$ ⁽¹⁾	1 ^{er} juin 2024	3,00 % ⁽³⁾	25,00 \$	série 6
7	11 septembre 2014	10 000 000	250 000 000 \$	1,09500 \$ ⁽¹⁾	1 ^{er} décembre 2024	2,94 % ⁽³⁾	25,00 \$	série 8
9	10 avril 2015	9 000 000	225 000 000 \$	1,07550 \$ ⁽¹⁾	1 ^{er} décembre 2025	3,91 % ⁽³⁾	25,00 \$	série 10
11	15 janvier 2016	6 800 000	170 000 000 \$	1,43750 \$ ⁽¹⁾	1 ^{er} mars 2021 ⁽⁶⁾	5,00 % ⁽⁵⁾	25,00 \$	série 12
13	27 avril 2016	10 000 000	250 000 000 \$	1,43750 \$ ⁽¹⁾	1 ^{er} juin 2021	4,96 % ⁽⁵⁾	25,00 \$	série 14
15	2 octobre 2017 ⁽⁷⁾	8 000 000	200 000 000 \$	1,11600 \$ ⁽⁸⁾	30 septembre 2022	2,92 % ⁽³⁾	25,00 \$	série 16
17	2 octobre 2017 ⁽⁷⁾	6 000 000	150 000 000 \$	1,20525 \$ ⁽⁸⁾	31 mars 2024	3,01 % ⁽³⁾	25,00 \$	série 18
19	2 octobre 2017 ⁽⁷⁾	8 000 000	200 000 000 \$	1,17100 \$ ⁽⁸⁾	30 juin 2025	4,27 % ⁽³⁾	25,00 \$	série 20
21	7 décembre 2017	16 000 000	400 000 000 \$	1,22500 \$ ⁽¹⁾	1 ^{er} mars 2023	3,26 % ⁽⁹⁾	25,00 \$	série 22
23	16 décembre 2019 ⁽¹⁰⁾	12 000 000	300 000 000 \$	1,31250 \$ ⁽¹¹⁾	15 novembre 2022	3,65 % ⁽¹²⁾	25,00 \$	série 24
25	16 décembre 2019 ⁽¹⁰⁾	10 000 000	250 000 000 \$	1,30000 \$ ⁽¹¹⁾	15 février 2023	3,51 % ⁽¹²⁾	25,00 \$	série 26
2021-A ⁽¹⁴⁾	25 janvier 2021	600 000	600 000 000 \$	s.o. ⁽¹⁴⁾	s.o. ⁽¹⁴⁾	s.o.	1 000,00 \$	s.o.

Notes :

- (1) Le porteur a le droit de recevoir un dividende privilégié cumulatif fixe annuel versé trimestriellement le 1^{er} jour de mars, de juin, de septembre et de décembre, si le conseil d'administration en déclare.
- (2) La Société peut, à son choix, racheter la totalité ou une partie d'une série d'actions privilégiées de catégorie A en circulation à la date optionnelle de rachat et tous les cinq ans par la suite à la valeur de rachat de base par action, majorée de tous les dividendes accumulés et non versés.
- (3) Le taux de dividende sera rajusté à la date optionnelle de rachat et de conversion et tous les cinq ans par la suite et correspondra à la somme du rendement à ce moment-là des obligations du Canada sur cinq ans et de l'écart de rajustement applicable indiqué ci-dessus.
- (4) Le porteur a le droit, sous réserve de certaines conditions, de convertir ses actions privilégiées de catégorie A en actions privilégiées de catégorie A à dividendes cumulatifs rachetables d'une série donnée à la date optionnelle de conversion et tous les cinq ans par la suite. Les séries paires d'actions privilégiées de catégorie A donnent le droit de recevoir des dividendes privilégiés cumulatifs à taux variable au taux, rajusté trimestriellement, correspondant à la somme du taux à ce moment-là des bons du Trésor à 90 jours du gouvernement du Canada et de l'écart de rajustement applicable.
- (5) Le taux de dividende sera rajusté à la date optionnelle de rachat et de conversion et tous les cinq ans par la suite et correspondra à la somme du rendement à ce moment-là des obligations du Canada sur cinq ans et de l'écart de rajustement applicable indiqué ci-dessus, sous réserve que le taux des actions privilégiées de catégorie A, série 11 et série 13 ne peut en aucun cas être inférieur à 5,75 %.
- (6) Le 25 janvier 2021, Pembina a annoncé son intention de racheter la totalité de ses 6,8 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 11 émises et en circulation le 1^{er} mars 2021, à un prix de rachat de 25,00 \$ par action privilégiée de catégorie A, série 11.
- (7) Avec prise d'effet le 2 octobre 2017 et dans le cadre de l'acquisition de Veresen, toutes les actions privilégiées, séries A, C et E de Veresen ont été échangées contre des actions privilégiées de catégorie A, séries 15, 17 et 19, respectivement.
- (8) Le porteur a le droit de recevoir un dividende privilégié cumulatif fixe annuel versé trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre, si le conseil d'administration en déclare.
- (9) Le taux de dividende sera rajusté à la date optionnelle de rachat et de conversion et tous les cinq ans par la suite et correspondra à la somme du rendement à ce moment-là des obligations du Canada sur cinq ans et de l'écart de rajustement applicable indiqué ci-dessus, sous réserve que le taux des actions privilégiées de catégorie A, série 21 ne peut en aucun cas être inférieur à 4,90 %.
- (10) Avec prise d'effet le 16 décembre 2019 et dans le cadre de l'acquisition de Kinder Morgan Canada, toutes les actions privilégiées, séries 1 et 3 en circulation de KML ont été échangées contre des actions privilégiées de catégorie A, séries 23 et 25, respectivement.
- (11) Le porteur a le droit de recevoir un dividende privilégié cumulatif fixe annuel versé trimestriellement le 15^e jour de février, de mai, d'août et de novembre, si le conseil d'administration en déclare.
- (12) Le taux de dividende sera rajusté à la date optionnelle de rachat et de conversion et tous les cinq ans par la suite et correspondra à la somme du rendement à ce moment-là des obligations du Canada sur cinq ans et de l'écart de rajustement applicable indiqué ci-dessus, sous réserve que le taux des actions privilégiées de catégorie A, série 23 ne peut en aucun cas être inférieur à 5,25 %.
- (13) Le taux de dividende sera rajusté à la date optionnelle de rachat et de conversion et tous les cinq ans par la suite et correspondra à la somme du rendement à ce moment-là des obligations du Canada sur cinq ans et de l'écart de rajustement applicable indiqué ci-dessus, sous réserve que le taux des actions privilégiées de catégorie A, série 21 ne peut en aucun cas être inférieur à 5,20 %.
- (14) Les actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A ont été émises à Société de fiducie Computershare du Canada et doivent détenues en fiducie afin de régler les obligations de Pembina aux termes de l'acte relatif aux billets subordonnés dans le cadre de l'émission des billets subordonnés de série 1. Les porteurs des actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A n'ont pas le droit de recevoir des dividendes sur les actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A avant le moment de la remise des billets subordonnés de série 1 aux porteurs après la survenance de certains cas de faillite ou d'insolvabilité concernant Pembina, et aucun dividende ne s'accumulera sur celles-ci. Voir « *Description de la structure du capital de Pembina — Billets subordonnés de série 1* ». Si, à tout moment, Pembina rachète, achète aux fins d'annulation ou rembourse les billets subordonnés de série 1, un nombre d'actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A dont le prix d'émission global correspond au capital des billets subordonnés de série 1 rachetés, achetés aux fins d'annulation ou remboursés par Pembina seront rachetées conformément aux modalités des actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A.

Actions privilégiées de catégorie B

Les actions privilégiées de catégorie B ne sont pas censées être utilisées, et ne seront pas utilisées, par la Société afin d'éviter une prise de contrôle sans l'approbation des actionnaires. Si, à quelque moment que ce soit, un porteur d'actions privilégiées de catégorie B cesse d'être, ou n'est pas, une filiale en propriété exclusive directe ou indirecte de Pembina, Pembina, qu'elle ait ou non connaissance de ce fait, sera réputée, sans autre mesure ou avis, avoir automatiquement racheté la totalité des actions privilégiées de catégorie B détenues par ce porteur en échange du prix de rachat par action privilégiée de catégorie B indiqué dans les statuts de Pembina ainsi que de tous les dividendes déclarés et impayés sur celles-ci (le « **prix de rachat** »).

Les porteurs des actions privilégiées de catégorie B n'ont pas le droit d'être convoqués, d'assister et de voter aux assemblées des actionnaires, sauf si la loi l'exige. Les actions privilégiées de catégorie B peuvent être rachetées au gré du porteur et au gré de Pembina.

Les porteurs d'actions privilégiées de catégorie B auront le droit de recevoir les dividendes non cumulatifs privilégiés que déclare le conseil d'administration et au moment de la liquidation ou de la dissolution de Pembina, les porteurs d'actions privilégiées de catégorie B auront le droit de recevoir pour chaque action privilégiée, en priorité par rapport aux porteurs d'actions ordinaires, le prix de rachat.

Il n'y a actuellement aucune action privilégiée de catégorie B en circulation.

Facilités de crédit

Les facilités de crédit de Pembina au 31 décembre 2020 consistaient en une facilité de crédit renouvelable non garantie de 2,5 G\$ échéant le 31 mai 2024 (la « **facilité de crédit renouvelable** »), laquelle comprend une option accordéon de 750 M\$, et en une facilité de crédit d'exploitation non garantie de 20 M\$ échéant le 31 mai 2021. Pembina a également un prêt à terme non garanti de 500 M\$ échéant en août 2022; une facilité de crédit renouvelable non garantie de 800 M\$ échéant en avril 2022; et un prêt à terme non renouvelable non garanti de 250 M\$ US échéant en mai 2025. Les modalités et conditions du prêt à terme de 500 M\$, de la facilité de crédit renouvelable de 800 M\$ et du prêt à terme non renouvelable de 250 M\$ US, y compris les clauses restrictives financières, sont semblables pour l'essentiel à celles de la facilité de crédit renouvelable. Aucun remboursement n'est exigible pendant la durée des facilités de crédit de Pembina. Au 31 décembre 2020, Pembina avait prélevé 1,5 G\$ sur ses facilités de crédit bancaire et disposait d'un montant de trésorerie de 81 M\$, ce qui lui laisse des espèces et un solde disponible de 2,7 G\$.

Billets à moyen terme

Sous réserve de certaines conditions, comme il est indiqué ci-après, Pembina peut rembourser chaque série de billets à moyen terme de Pembina, en totalité ou en partie, moyennant un préavis d'au moins 30 jours et d'au plus 60 jours, à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale et (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada (défini ci-après), majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement. Pour les billets à moyen terme de Pembina, l'expression « **prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada** » désigne, dans les faits, le prix correspondant au cours d'une série donnée de billets à moyen terme de Pembina, selon le cas, calculé conformément aux pratiques financières généralement reconnues au Canada visant à générer un rendement à l'échéance correspondant au rendement des obligations du gouvernement du Canada (défini ci-après), majoré de la prime de Remboursement indiquée dans le tableau ci-après. Pour les billets à moyen terme de Pembina, l'expression « **rendement des obligations du gouvernement du Canada** » désigne, dans les faits, à quelque date que ce soit, le rendement à l'échéance à cette date, composé semestriellement, qu'une obligation du gouvernement du Canada non remboursable par anticipation comporterait si elle était émise, en dollars canadiens au Canada, à un prix correspondant à 100 % de son capital à cette date avec une durée à l'échéance correspondant à la durée jusqu'à l'échéance d'une série donnée de billets à moyen terme de Pembina, selon le cas. Le rendement des obligations du gouvernement du Canada correspondra à la moyenne des rendements déterminés par deux importants courtiers en valeurs mobilières canadiens choisis par Pembina. Dans certaines circonstances, après un changement de contrôle (au sens donné à cette expression dans l'acte relatif aux billets de rang supérieur) et le rabaissement consécutif des notes attribuées aux billets à moyen terme de Pembina à des notes qui ne sont pas de première qualité, Pembina sera tenue de présenter une offre de remboursement visant la totalité ou, au choix d'un porteur de billets à moyen terme de Pembina, une partie des billets à moyen terme à un prix d'achat payable en espèces correspondant à 101 pour cent du capital impayé total de ceux-ci, majoré de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date de l'achat. Après certaines dates (indiquées ci-après), les billets à moyen terme de série 3, de série 4, de série 5, de série 6, série 7, de série 8, de série 9, de série 10, de série 11, de série 12, de série 13, de série 14, de série 15 et de série 16 peuvent être remboursés à un prix égal à la valeur nominale, majorée de l'intérêt couru et impayé, s'il y a lieu, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.

Sous réserve de certaines conditions, comme il est indiqué ci-après, Pembina peut rembourser chaque série de billets à moyen terme de Veresen, en totalité ou en partie, moyennant un préavis d'au moins 30 jours et d'au plus 60 jours, à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale et (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada (défini ci-après), majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement. Pour les billets à moyen terme de Veresen, l'expression « **prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada** » désigne, dans les faits, le prix correspondant au cours d'une série donnée de billets à moyen terme de Veresen, selon le cas, calculé conformément aux pratiques financières généralement reconnues au Canada visant à générer un rendement à l'échéance correspondant au rendement des obligations du gouvernement du Canada (défini ci-après), majoré de la prime de Remboursement indiquée dans le tableau ci-après. Pour les billets à moyen terme de Veresen, l'expression « **rendement des obligations du gouvernement du Canada** » désigne, dans les faits, à quelque date que ce soit, le rendement à l'échéance à cette date, composé semestriellement, qu'une obligation du gouvernement du Canada non remboursable par anticipation comporterait si elle était émise, en dollars canadiens au Canada, à un prix correspondant à 100 % de son capital à cette date avec une durée à l'échéance correspondant à la durée jusqu'à l'échéance d'une série donnée de billets à moyen terme de Veresen, selon le cas. Le rendement des obligations du gouvernement du Canada correspondra à la moyenne des rendements déterminés par deux importants courtiers en valeurs mobilières canadiens choisis par Pembina. Dans certaines circonstances, après un changement de contrôle (au sens donné à cette expression dans l'acte relatif aux billets de rang supérieur de Veresen) et le rabaissement consécutif des notes attribuées aux billets à moyen terme de Veresen à des

notes qui ne sont pas de première qualité, Pembina sera tenue de présenter une offre de remboursement visant la totalité ou, au choix d'un porteur de billets à moyen terme de Veresen, une partie des billets à moyen terme à un prix d'achat payable au comptant correspondant à 101 pour cent du capital impayé total de ceux-ci, majoré de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date de l'achat. Après certaines dates (indiquées ci-après), les billets à moyen terme de série 5A peuvent être remboursés à un prix égal à la valeur nominale, majorée de l'intérêt couru et impayé, s'il y a lieu, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.

Le tableau suivant indique le montant en capital total de billets en circulation de chacune des séries de billets à moyen terme émis de Pembina ainsi que les dispositions importantes de ceux-ci au 31 décembre 2020.

Série	Date d'émission	Date d'échéance	Montant en capital et en circulation (\$ CA)	Taux d'intérêt nominal annuel	Prime de remboursement (par année)
1 ⁽¹⁾	29 mars 2011	29 mars 2021	250 000 000 \$	4,89 %	0,395 %
2 ⁽¹⁾	22 octobre 2012	24 octobre 2022	450 000 000 \$	3,77 %	0,460 %
	30 avril 2013		200 000 000 \$		
3 ⁽²⁾	2 février 2015 ⁽³⁾	30 avril 2043	150 000 000 \$	4,75 %	0,585 %
	16 juin 2015 ⁽³⁾		100 000 000 \$		
4 ⁽⁴⁾	4 avril 2014	25 mars 2044	600 000 000 \$	4,81 %	0,450 %
5 ⁽⁵⁾	2 février 2015	3 février 2025	450 000 000 \$	3,54 %	0,540 %
6 ⁽⁶⁾	16 juin 2015	15 juin 2027	500 000 000 \$	4,24 %	0,560 %
7 ⁽⁷⁾	11 août 2016	11 août 2026	500 000 000 \$		
	28 mai 2020 ⁽⁸⁾		100 000 000 \$	3,71 %	0,655 %
8 ⁽⁹⁾	20 janvier 2017	22 janvier 2024	300 000 000 \$	2,99 %	0,385 %
	16 août 2017 ⁽¹⁰⁾		350 000 000 \$		
9 ⁽¹¹⁾	20 janvier 2017	21 janvier 2047	300 000 000 \$	4,74 %	0,610 %
	16 août 2017 ⁽¹²⁾		250 000 000 \$		
10 ⁽¹³⁾	26 mars 2018	27 mars 2028	400 000 000 \$	4,02 %	0,450 %
	10 janvier 2020 ⁽¹⁴⁾		250 000 000 \$		
11 ⁽¹⁵⁾	26 mars 2018	26 mars 2048	300 000 000 \$	4,75 %	0,605 %
	10 janvier 2020 ⁽¹⁶⁾		500 000 000 \$		
12 ⁽¹⁷⁾	3 avril 2019	3 avril 2029	400 000 000 \$	3,62 %	0,475 %
	10 janvier 2020		250 000 000 \$		
13 ⁽¹⁹⁾	3 avril 2019	3 avril 2049	400 000 000 \$	4,54 %	0,640 %
	12 septembre 2019 ⁽²⁰⁾		300 000 000 \$		
14 ⁽²¹⁾	12 septembre 2019	1 ^{er} juin 2023	600 000 000 \$	2,56 %	0,280 %
15 ⁽²²⁾	12 septembre 2019	1 ^{er} février 2030	600 000 000 \$	3,31 %	0,485 %
16 ⁽²³⁾	28 mai 2020	28 mai 2050	400 000 000 \$	4,67 %	0,895 %
3A ⁽²⁴⁾	14 mars 2012	14 mars 2022	50 000 000 \$	5,05 %	0,750 %
5A ⁽²⁵⁾	10 novembre 2016	10 novembre 2021	350 000 000 \$	3,43 %	0,675 %

Notes :

⁽¹⁾ Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 1 et ses billets à moyen terme de série 2 à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.

⁽²⁾ Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 3, a) à tout moment avant le 30 octobre 2042 à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, et b) à tout moment à compter du 30 octobre 2042 à un prix correspondant à la valeur nominale, majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.

- (3) Le 2 février 2015 et le 16 juin 2015, Pembina a rouvert ses billets à moyen terme de série 3 pour des montants en capital totaux de 150 M\$ et de 100 M\$, respectivement.
- (4) Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 4, a) à tout moment avant le 25 septembre 2043 à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, et b) à tout moment à compter du 25 septembre 2043 à un prix correspondant à la valeur nominale, majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.
- (5) Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 5, a) à tout moment avant le 3 novembre 2024 à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, et b) à tout moment à compter du 3 novembre 2024 à un prix correspondant à la valeur nominale, majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.
- (6) Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 6, a) à tout moment avant le 15 mars 2027 à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, et b) à tout moment à compter du 15 mars 2027 à un prix correspondant à la valeur nominale, majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.
- (7) Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 7, a) à tout moment avant le 11 mai 2026 à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, et b) à tout moment à compter du 11 mai 2026 à un prix correspondant à la valeur nominale, majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.
- (8) Le 28 mai 2020, Pembina a rouvert ses billets à moyen terme de série 7 pour un capital global de 100 M\$.
- (9) Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 8, a) à tout moment avant le 22 novembre 2023 à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, et b) à tout moment à compter du 22 novembre 2023 à un prix correspondant à la valeur nominale, majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.
- (10) Le 16 août 2017, Pembina a rouvert ses billets à moyen terme de série 8 pour un capital global de 350 M\$.
- (11) Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 9, a) à tout moment avant le 21 juillet 2046 à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, et b) à tout moment à compter du 21 juillet 2046 à un prix correspondant à la valeur nominale, majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.
- (12) Le 16 août 2017, Pembina a rouvert ses billets à moyen terme de série 9 pour un capital global de 250 M\$.
- (13) Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 10 a) à tout moment avant le 27 décembre 2027 à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, et b) à tout moment à compter du 27 décembre 2027 à un prix correspondant à la valeur nominale, majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.
- (14) Le 10 janvier 2020, Pembina a rouvert ses billets à moyen terme de série 10 pour un capital global de 250 M\$.
- (15) Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 11 a) à tout moment avant le 26 septembre 2047 à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, et b) à tout moment à compter du 26 septembre 2047 à un prix correspondant à la valeur nominale, majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.
- (16) Le 10 janvier 2020, Pembina a rouvert ses billets à moyen terme de série 11 pour un capital global de 500 M\$.
- (17) Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 12 a) à tout moment avant le 3 janvier 2029, à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, et b) à tout moment à compter du 3 janvier 2029 à un prix correspondant à la valeur nominale, majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.
- (18) Le 10 janvier 2020, Pembina a rouvert ses billets à moyen terme de série 12 pour un capital global de 250 M\$.
- (19) Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 13 a) à tout moment avant le 3 octobre 2048, à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, et b) à tout moment à compter du 3 octobre 2048 à un prix correspondant à la valeur nominale, majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.
- (20) Le 12 septembre 2019, Pembina a rouvert ses billets à moyen terme de série 13 pour un capital global de 300 M\$.
- (21) Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 14 a) à tout moment avant le 1^{er} juin 2023, à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, et b) à tout moment à compter du 1^{er} juin 2023 à un prix correspondant à la valeur nominale, majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.
- (22) Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 15 a) à tout moment avant le 1^{er} novembre 2029, à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, et b) à tout moment à compter du 1^{er} novembre 2029 à un prix correspondant à la valeur nominale, majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.
- (23) Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 16 a) à tout moment avant le 28 novembre 2049, à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, et b) à tout moment à compter du 28 novembre 2049 à un prix correspondant à la valeur nominale, majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.

- ⁽²⁴⁾ Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 3A à tout moment avant la date d'échéance, à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, avec l'intérêt couru et impayé jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.
- ⁽²⁵⁾ Pembina peut rembourser les billets à moyen terme de série 5A a) à tout moment avant le 10 octobre 2021 à un prix correspondant au montant le plus élevé entre (i) la valeur nominale ou (ii) le prix selon le rendement des obligations du gouvernement du Canada, et b) à tout moment à compter du 10 octobre 2021 à un prix correspondant à la valeur nominale, majoré, dans chaque cas, de l'intérêt couru et impayé, le cas échéant, jusqu'à la date du remboursement, exclusivement.

Billets subordonnés de série 1

Intérêt et échéance

Pembina versera l'intérêt sur les billets subordonnés de série 1 semestriellement à terme échu le 25 janvier et le 25 juillet de chaque année. Entre le 25 janvier 2021 et le 25 janvier 2031, les billets subordonnés de série 1 porteront intérêt au taux de 4,80 % par année. À compter du 25 janvier 2031, et à chaque cinquième anniversaire de cette date, le taux d'intérêt sur les billets subordonnés de série 1 sera rajusté pour la période de cinq ans ultérieure et correspondra à un taux par année égal au rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans, majoré : (i) de 4,167 % pour la période allant du 25 janvier 2031 au 25 janvier 2051; et (ii) de 4,917 % pour la période allant du 25 janvier 2051 au 25 janvier 2081. En ce qui concerne les billets subordonnés de série 1, l'expression « **rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans** » désigne le rendement à l'échéance (dans l'hypothèse où le rendement est composé semestriellement) d'une obligation du gouvernement du Canada non remboursable par anticipation, libellée en dollars canadiens et comportant une durée jusqu'à l'échéance de cinq ans; toutefois, si ce taux n'est pas rendu public, le « **rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans** » désigne la moyenne des rendements établis par deux courtiers en valeurs mobilières canadiens inscrits (tous deux membres de l'Organisme canadien de réglementation du commerce des valeurs mobilières), sélectionnés par Pembina, comme étant le rendement à l'échéance (dans l'hypothèse où le rendement est composé semestriellement) que devrait rapporter une obligation du gouvernement du Canada non remboursable par anticipation, libellée en dollars canadiens et émise en dollars canadiens à 100 % de son capital à cette date et comportant une durée jusqu'à l'échéance de cinq ans.

Les billets subordonnés de série 1 arrivent à échéance le 25 janvier 2081.

Droit de report

À condition qu'aucun cas de défaut ne se soit produit et ne se poursuive aux termes de l'acte relatif aux billets subordonnés, Pembina peut choisir, à toute date qui n'est pas une date de paiement de l'intérêt, de reporter l'intérêt payable sur les billets subordonnés de série 1 à une ou à plusieurs reprises pour une période pouvant aller jusqu'à cinq années consécutives. Il n'y a pas de limite quant au nombre de périodes de report de l'intérêt sur les billets subordonnés de série 1 pouvant survenir.

Remboursement

Sous réserve de certaines conditions, Pembina peut, au cours de la période du 25 octobre 2030 au 25 janvier 2031 et à toute date de paiement de l'intérêt ou à toute date de rajustement de l'intérêt, selon le cas, rembourser les billets subordonnés de série 1 à un prix de remboursement correspondant à la valeur nominale, majoré de l'intérêt couru et impayé (y compris l'intérêt reporté, le cas échéant) jusqu'à la date fixée pour le remboursement. Pembina peut également rembourser les billets subordonnés de série 1 dans certaines autres circonstances.

Livraison automatique des actions privilégiées de série 2021-A

Après la survenance de certains cas de faillite ou d'insolvabilité concernant Pembina, les porteurs des billets subordonnés de série 1 auront le droit, sous réserve de certaines exceptions, de recevoir les actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A et tous autres actifs détenus en fiducie aux fins du règlement des obligations de Pembina aux termes de l'acte relatif aux billets subordonnés à l'égard des billets subordonnés de série 1. Au moment de la livraison des actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A, les billets subordonnés de série 1 seront immédiatement et automatiquement remis et annulés, et tous les droits des porteurs des billets subordonnés de série 1 à titre de créanciers de Pembina s'éteindront automatiquement.

Notes de solvabilité

Les renseignements qui suivent concernant les notes de solvabilité de Pembina sont présentés puisqu'ils ont un lien avec les frais de financement et les liquidités de Pembina. Plus précisément, les notes de solvabilité se répercutent sur la capacité de Pembina d'obtenir du financement à court et à long terme ainsi que sur le coût de ce financement. Si les agences de notation réduisent les notes de solvabilité dont sont actuellement assortis les titres d'emprunt de Pembina, plus particulièrement si la baisse fait en sorte que ces titres ne sont plus considérés comme des investissements de première qualité, cela pourrait avoir une incidence défavorable sur les frais de financement que doit assumer Pembina et sur son accès aux sources de liquidités et de capitaux. De plus, la modification des notes de crédit pourrait avoir une incidence sur la capacité de Pembina de conclure des opérations sur dérivés ou des opérations de couverture dans le cours normal de ses activités et sur le coût de ces opérations. Les notes de solvabilité visent à donner aux investisseurs une mesure indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres d'emprunt.

Pembina a payé à S&P et à DBRS leurs honoraires usuels relativement à l'attribution des notes de solvabilité ci-après. Pembina n'a versé aucun paiement à S&P ou à DBRS au cours des deux dernières années pour des services non liés à l'attribution de ces notes de solvabilité.

DBRS Limited

DBRS a confirmé la note « BBB » à chaque billet non garanti de rang supérieur émis de Pembina et a attribué la note « BB (haut) » aux billets subordonnés de série 1.

La note BBB est la quatrième des 10 catégories de notes que DBRS accorde aux titres d'emprunt à long terme, notes qui vont de AAA à D. La note BBB indique que, de l'avis de DBRS, les titres notés présentent une qualité de crédit de catégorie investissement adéquate. La capacité de l'émetteur à respecter ses obligations financières est considérée comme acceptable, mais celui-ci est vulnérable à des événements futurs. La note BB est la cinquième des 10 catégories de notes que DBRS accorde aux titres d'emprunt à long terme. La note BB indique que, de l'avis de DBRS, les titres notés sont de nature spéculative, ne présentent pas une qualité de crédit de catégorie investissement, que la capacité de l'émetteur à respecter ses obligations financières est incertaine et que l'émetteur est vulnérable à des événements futurs. DBRS ajoute les mentions « élevé » et « bas » aux notes allant de AA à C afin d'indiquer la position relative des titres au sein d'une même catégorie de notes. L'absence de mention « élevé » ou « bas » indique que la note se situe dans la partie médiane de la catégorie.

DBRS a attribué la note « Pfd-3 » à chaque série émise d'actions privilégiées de catégorie A, sauf aux actions privilégiées de série 2021-A. La note Pfd-3 est la troisième plus élevée parmi six catégories de notes pour les actions privilégiées, qui varient entre un haut de Pfd-1 et un bas de D. Les désignations « haut » ou « bas » sont utilisées pour indiquer la position relative d'une note au sein d'une catégorie de notation. L'absence de la désignation « haut » ou « bas » indique que la note se situe au centre de la catégorie. Selon le système de notation de DBRS, les actions privilégiées ayant reçu la note Pfd-3 sont de qualité adéquate. La protection des dividendes et du capital est toujours considérée comme acceptable, mais l'entité émettrice est plus vulnérable aux changements défavorables de la conjoncture financière et économique et il pourrait exister d'autres facteurs défavorables qui nuiraient à la protection de la dette.

Lorsque se produit un événement important qui a une incidence directe sur la solvabilité d'une entité ou d'un groupe d'entités donnés, DBRS tente de fournir une opinion immédiate de notation. Toutefois, si le résultat de l'événement est incertain et que DBRS est incapable de fournir un avis prospectif objectif en temps opportun, les notations de l'émetteur sont mises « sous examen ».

S&P

S&P a attribué une note de crédit à long terme de « BBB » à Pembina. S&P a confirmé la note de « BBB » à chaque billet non garanti de rang supérieur émis et a attribué la note « BB+ » aux billets subordonnés de série 1.

Sur les 10 catégories de notes qu'accorde S&P aux émissions de titres d'emprunt à long terme, notes qui vont de « AAA » à « D », la note BBB est la quatrième note la plus élevée. D'après S&P, les émissions de titres d'emprunt notées BBB disposent de paramètres de protection convenables; toutefois, la conjoncture économique défavorable ou des faits nouveaux sont plus susceptibles d'affaiblir la capacité du débiteur de respecter son engagement financier à l'égard de l'obligation. Sur les

10 catégories de notes qu'accorde S&P aux émissions de titres d'emprunt à long terme, la note BB est la cinquième note la plus élevée. Selon le système de notation de S&P, les émissions de titres d'emprunt notées BB sont considérées comme ayant des caractéristiques de spéculation importantes. Même si de tels titres auront vraisemblablement certaines caractéristiques de qualité et de protection, ces caractéristiques pourraient être atténuées par le grand nombre d'incertitudes ou la grande vulnérabilité aux situations défavorables. Une obligation ayant reçu la note BB est moins vulnérable au défaut de paiement que les autres émissions spéculatives; cependant, S&P considère que le débiteur doit composer avec des incertitudes importantes ou est exposé à des conditions commerciales, financières ou économiques défavorables qui pourraient faire en sorte que le débiteur ne soit pas en mesure de respecter son engagement financier à l'égard de l'obligation. Les notes allant de « AA » à « CCC » peuvent être modifiées par l'ajout d'un plus (+) ou d'un moins (-) afin d'indiquer des positions relatives à l'intérieur des principales catégories de notation.

S&P a attribué la note « P-3 (haut) » à chaque série émise d'actions privilégiées de catégorie A, sauf aux actions privilégiées de série 2021-A. Les notes de S&P pour les actions privilégiées varient entre un haut de « P-1 » et un bas de « D ». Les désignations « haut » ou « bas » sont utilisées pour indiquer la position relative des notes au sein d'une catégorie de notation. Selon le système de notation de S&P, les titres ayant reçu la note P-3 sont considérés comme ayant des caractéristiques de spéculation importantes. Même si ces titres présenteront vraisemblablement certaines caractéristiques de qualité et de protection, ces caractéristiques pourraient être atténuées par le grand nombre d'incertitudes ou la grande vulnérabilité aux situations défavorables. Une obligation notée P-3 (haut) est moins vulnérable au défaut de paiement que d'autres émissions spéculatives; toutefois, elle doit composer avec des incertitudes importantes ou une exposition à des conditions commerciales, financières ou économiques défavorables, ce qui pourrait entraîner l'incapacité du débiteur de l'obligation de respecter ses engagements financiers relativement à l'obligation.

Ces notations de titres ne constituent pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre ces titres dans la mesure où ces notes ne donnent aucune indication quant aux cours des titres ou à leur pertinence pour un investisseur en particulier. Rien ne garantit qu'une note demeurera en vigueur pendant une période donnée ou qu'elle ne sera pas modifiée ou retirée par une agence de notation à l'avenir si, selon celle-ci, la situation l'exige.

Voir « *Facteurs de risque — Facteurs de risque généraux — Notes de solvabilité* ».

DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

Dividendes en espèces

La déclaration et le versement de dividendes par Pembina sont laissés à la discrétion du conseil d'administration et dépendront de bon nombre de facteurs, notamment la conformité à la législation applicable et le rendement financier, les dettes, les besoins en fonds de roulement et les besoins en capitaux futurs de Pembina et de ses filiales. Voir « Facteurs de risque ». Les ententes régissant les facilités de crédit de Pembina prévoient que si un cas de défaut est survenu aux termes des facilités de crédit, les prêteurs peuvent déclarer la déchéance du terme de la dette et la capacité de verser des dividendes prend alors fin. Pembina ne peut plus effectuer de distributions (y compris déclarer des dividendes) si elle est en défaut aux termes de ses facilités de crédit (ou si un défaut pouvait résulter d'une telle distribution) ou si ses emprunts excèdent sa capacité d'emprunt.

Actions ordinaires

Pembina verse mensuellement des dividendes en espèces sur ses actions ordinaires aux actionnaires inscrits le 25^e jour civil de chaque mois (sauf pour le mois de décembre dont la date de clôture des registres est le 31 décembre), si le conseil d'administration en déclare et au moment où il les déclare. Si la date de clôture des registres tombe pendant une fin de semaine ou sur un congé férié, la date de clôture des registres réelle sera le jour ouvrable précédent. La date de versement des dividendes est le 15^e jour du mois suivant la date de clôture des registres. Si la date de versement tombe pendant une fin de semaine ou sur un congé férié, le jour ouvrable qui précède la fin de semaine ou le congé férié devient la date de versement. Le tableau suivant présente les dividendes en espèces mensuels que Pembina a versés sur ses actions ordinaires en 2018, en 2019, en 2020 et à ce jour en 2021.

Dividendes en espèces par action ordinaire

Mois de la date de versement	2018	2019	2020	2021
Janvier	0,18 \$	0,19 \$	0,20 \$	0,21 \$ ⁽⁴⁾
Février	0,18 \$	0,19 \$	0,21 \$ ⁽³⁾	0,21 \$ ⁽⁵⁾
Mars	0,18 \$	0,19 \$	0,21 \$	s.o.
Avril	0,18 \$	0,19 \$	0,21 \$	s.o.
Mai	0,18 \$ ⁽¹⁾	0,19 \$ ⁽²⁾	0,21 \$	s.o.
Juin	0,19 \$	0,20 \$	0,21 \$	s.o.
Juillet	0,19 \$	0,20 \$	0,21 \$	s.o.
Août	0,19 \$	0,20 \$	0,21 \$	s.o.
Septembre	0,19 \$	0,20 \$	0,21 \$	s.o.
Octobre	0,19 \$	0,20 \$	0,21 \$	s.o.
Novembre	0,19 \$	0,20 \$	0,21 \$	s.o.
Décembre	0,19 \$	0,20 \$	0,21 \$	s.o.
Total	2,23 \$	2,35 \$	2,51 \$	0,42 \$

Notes :

- ⁽¹⁾ Le 3 mai 2018, Pembina a annoncé une augmentation de son dividende mensuel, qui est passé de 0,18 \$ à 0,19 \$.
- ⁽²⁾ Le 2 mai 2019, Pembina a annoncé une augmentation de son dividende mensuel, qui est passé de 0,19 \$ à 0,20 \$.
- ⁽³⁾ Le 16 décembre 2019, Pembina a annoncé une augmentation de son dividende mensuel, qui est passé de 0,20 \$ à 0,21 \$.
- ⁽⁴⁾ Le 6 janvier 2021, Pembina a annoncé que le conseil d'administration avait déclaré un dividende de 0,21 \$ l'action ordinaire devant être versé, sous réserve de la législation applicable, le 12 février 2021 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 25 janvier 2021.
- ⁽⁵⁾ Le 3 février 2021, Pembina a annoncé que le conseil d'administration avait déclaré un dividende de 0,21 \$ l'action ordinaire devant être versé, sous réserve de la législation applicable, le 15 mars 2021 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 25 février 2021.

Actions privilégiées de catégorie A

Les dividendes sur chaque série d'actions privilégiées de catégorie A (sauf les actions privilégiées de catégorie A, séries 15, 17, 19, 23 et 25), lorsque le conseil en déclare, sont payables le premier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année. Les dividendes sur les actions privilégiées de catégorie A, séries 15, 17 et 19, lorsque le conseil en déclare, sont payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année. Les dividendes sur les actions privilégiées de catégorie A, séries 23 et 25, lorsque le conseil en déclare, sont payables le 15^e jour de février, de mai, d'août et de novembre de chaque année. Les dividendes sur les actions privilégiées de série 2021-A ne sont payables que lorsque le conseil en déclare, après la remise des billets subordonnés de série 1 aux porteurs. On peut trouver d'autres renseignements concernant les dividendes payables sur les actions privilégiées de catégorie A à la rubrique intitulée « *Description de la structure du capital de Pembina — Actions privilégiées de catégorie A* » de la présente notice annuelle.

Le tableau suivant présente les dividendes en espèces mensuels que Pembina a versés sur ses actions privilégiées de catégorie A en 2018, en 2019, en 2020 et à ce jour en 2021.

Dividendes en espèces par action privilégiée de catégorie A

Date de versement trimestriel ⁽¹⁾	Série 1	Série 3	Série 5	Série 7	Série 9	Série 11 ⁽²⁾	Série 13	Série 15	Série 17	Série 19	Série 21 ⁽³⁾	Total
2018												
Mars	0,265625 \$	0,293750 \$	0,312500 \$	0,281250 \$	0,296875 \$	0,359375 \$	0,359375 \$	0,279000 \$	0,312500 \$	0,312500 \$	0,281900 \$	3,354650 \$
Juin	0,265625 \$	0,293750 \$	0,312500 \$	0,281250 \$	0,296875 \$	0,359375 \$	0,359375 \$	0,279000 \$	0,312500 \$	0,312500 \$	0,306250 \$	3,379000 \$
Sept.	0,265625 \$	0,293750 \$	0,312500 \$	0,281250 \$	0,296875 \$	0,359375 \$	0,359375 \$	0,279000 \$	0,312500 \$	0,312500 \$	0,306250 \$	3,379000 \$
Déc.	0,265625 \$	0,293750 \$	0,312500 \$	0,281250 \$	0,296875 \$	0,359375 \$	0,359375 \$	0,279000 \$	0,312500 \$	0,312500 \$	0,306250 \$	3,379000 \$
2019												
Mars	0,306625 \$	0,293750 \$	0,312500 \$	0,281250 \$	0,296875 \$	0,359375 \$	0,359375 \$	0,279000 \$	0,312500 \$	0,312500 \$	0,306250 \$	3,379000 \$
Juin	0,306625 \$	0,279875 \$	0,312500 \$	0,281250 \$	0,296875 \$	0,359375 \$	0,359375 \$	0,279000 \$	0,301313 \$	0,312500 \$	0,306250 \$	3,394938 \$
Sept.	0,306625 \$	0,279875 \$	0,285813 \$	0,281250 \$	0,296875 \$	0,359375 \$	0,359375 \$	0,279000 \$	0,301313 \$	0,312500 \$	0,306250 \$	3,368251 \$
Déc.	0,306625 \$	0,279875 \$	0,285813 \$	0,281250 \$	0,296875 \$	0,359375 \$	0,359375 \$	0,279000 \$	0,301313 \$	0,312500 \$	0,306250 \$	3,368251 \$

Date de versement trimestriel ⁽¹⁾	Série 1	Série 3	Série 5	Série 7	Série 9	Série 11 ⁽²⁾	Série 13	Série 15	Série 17	Série 19	Série 21 ⁽³⁾	Total
2020												
Mars	0,306625 \$	0,279875 \$	0,285813 \$	0,273750 \$	0,296875 \$	0,359375 \$	0,359375 \$	0,279000 \$	0,301313 \$	0,312500 \$	0,306250 \$	3,360751 \$
Juin	0,306625 \$	0,279875 \$	0,285813 \$	0,273750 \$	0,296875 \$	0,359375 \$	0,359375 \$	0,279000 \$	0,301313 \$	0,312500 \$	0,306250 \$	3,360751 \$
Sept.	0,306625 \$	0,279875 \$	0,285813 \$	0,273750 \$	0,296875 \$	0,359375 \$	0,359375 \$	0,279000 \$	0,301313 \$	0,292750 \$	0,306250 \$	3,341001 \$
Déc.	0,306625 \$	0,279875 \$	0,285813 \$	0,273750 \$	0,296875 \$	0,359375 \$	0,359375 \$	0,279000 \$	0,301313 \$	0,292750 \$	0,306250 \$	3,341001 \$
2021												
Mars ⁽⁴⁾	0,306625 \$	0,279875 \$	0,285813 \$	0,273750 \$	0,296875 \$	0,359375 \$	0,359375 \$	0,279000 \$	0,301313 \$	0,292750 \$	0,306250 \$	3,341001 \$

Date de versement trimestriel ⁽¹⁾	Série 23 ⁽⁵⁾	Série 25 ⁽⁶⁾	Total
2020			
Févr.	0,328125 \$	0,325000 \$	0,653125 \$
Mai	0,328125 \$	0,325000 \$	0,653125 \$
Août	0,328125 \$	0,325000 \$	0,653125 \$
Nov.	0,328125 \$	0,325000 \$	0,653125 \$
2021			
Févr.	0,328125 \$	0,325000 \$	0,653125 \$

Notes :

- ⁽¹⁾ Un porteur d'actions privilégiées de catégorie A, séries 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13 et 21 a le droit de recevoir un dividende privilégié cumulatif fixe versé trimestriellement le premier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre, si le conseil d'administration en déclare. Un porteur d'actions privilégiées de catégorie A, séries 15, 17 et 19 a le droit de recevoir un dividende privilégié cumulatif fixe versé trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre, si le conseil d'administration en déclare. Un porteur d'actions privilégiées de catégorie A, séries 23 et 25 a le droit de recevoir un dividende privilégié cumulatif fixe versé trimestriellement le 15^e jour de février, de mai, d'août et de novembre, si le conseil d'administration en déclare. Un porteur d'actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A n'a pas le droit de recevoir des dividendes sur les actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A avant le moment de la remise des billets subordonnés de série 1 aux porteurs après la survenance de certains cas de faillite ou d'insolvabilité concernant Pembina, et aucun dividende ne s'accumulera sur celles-ci. Par la suite, les porteurs des actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A auront le droit de recevoir un dividende privilégié cumulatif fixe versé semestriellement le 25^e jour de janvier et de juillet, si le conseil d'administration en déclare.
- ⁽²⁾ Le 25 janvier 2021, Pembina a annoncé son intention de racheter la totalité de ses 6,8 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 11 émises et en circulation le 1^{er} mars 2021, à un prix de rachat de 25,00 \$ par action privilégiée de catégorie A, série 11.
- ⁽³⁾ Le dividende initial sur les actions privilégiées de catégorie A, série 21 a été versé le 1^{er} mars 2018 pour la période débutant à la date d'émission (le 7 décembre 2017) et se terminant le 1^{er} mars 2018, exclusivement.
- ⁽⁴⁾ Le 6 janvier 2021, Pembina a annoncé que le conseil d'administration avait déclaré un dividende trimestriel de 0,306625 \$ par action privilégiée de catégorie A, série 1, de 0,279875 \$ par action privilégiée de catégorie A, série 3, de 0,285813 \$ par action privilégiée de catégorie A, série 5, de 0,273750 \$ par action privilégiée de catégorie A, série 7, de 0,268875 \$ par action privilégiée de catégorie A, série 9, de 0,359375 \$ par action privilégiée de catégorie A, série 11, de 0,359375 \$ par action privilégiée de catégorie A, série 13 et de 0,306250 \$ par action privilégiée de catégorie A, série 21 à verser, sous réserve de la législation applicable, le 1^{er} mars 2021 aux porteurs inscrits le 1^{er} février 2021. Le 6 janvier 2021, Pembina a annoncé que le conseil d'administration avait déclaré un dividende trimestriel de 0,279000 \$ par action privilégiée de catégorie A, série 15, de 0,301313 \$ par action privilégiée de catégorie A, série 17 et de 0,292750 \$ par action privilégiée de catégorie A, série 19 à verser, sous réserve de la législation applicable, le 31 mars 2021 aux porteurs inscrits le 15 mars 2021.
- ⁽⁵⁾ Le dividende initial de 0,328125 \$ par action détenue a été versé sur les actions privilégiées de catégorie A, série 23 le 18 février 2020 pour une période trimestrielle complète se terminant le 15 février 2020, exclusivement. Avant la réalisation de l'acquisition de Kinder Morgan Canada, les porteurs des actions privilégiées, série 1 de KML ont reçu un dividende trimestriel de 0,328125 \$ de KML pour chaque action privilégiée, série 1 qu'ils détenaient, le dividende final ayant été versé le 15 novembre 2019.
- ⁽⁶⁾ Le dividende initial de 0,325000 \$ par action détenue a été versé sur les actions privilégiées de catégorie A, série 25 le 18 février 2020 pour une période trimestrielle complète se terminant le 15 février 2020, exclusivement. Avant la réalisation de l'acquisition de Kinder Morgan Canada, les porteurs des actions privilégiées, série 3 de KML ont reçu un dividende trimestriel de 0,325000 \$ de KML pour chaque action privilégiée, série 3 qu'ils détenaient, le dividende final ayant été versé le 15 novembre 2019.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Cours et volume de négociation

Les actions ordinaires sont inscrites à la cote de la TSX et se négocient sur celle-ci sous le symbole « PPL ». Les actions ordinaires sont également inscrites à la cote de la NYSE sous le symbole « PBA ». Le tableau suivant présente les cours extrêmes des actions ordinaires ainsi que les volumes des opérations sur celles-ci à la TSX pour 2020, tels qu'ils ont été affichés par la TSX, et à la NYSE pour 2020, tels qu'ils ont été affichés par la NYSE.

TSX (PPL)					NYSE (PBA)			
Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume	Haut (\$ US)	Bas (\$ US)	Clôture (\$ US)	Volume
Janvier	51,30	47,32	50,68	42 846 356	39,32	36,49	38,31	21 784 449
Février	53,79	45,93	48,35	35 354 669	40,65	34,14	36,12	21 048 137
Mars	49,37	15,27	26,40	123 980 144	37,02	10,58	18,81	67 388 811
Avril	33,58	23,45	31,92	74 557 908	24,18	16,47	22,94	43 884 008
Mai	36,32	29,98	34,40	52 566 622	26,16	21,27	25,03	25 128 031
Juin	38,43	31,92	33,94	50 015 297	28,71	23,36	25,00	25 127 716
Juillet	34,67	31,26	32,55	38 009 198	25,66	23,03	24,34	19 114 289
Août	35,92	32,11	32,30	29 568 545	27,14	24,03	24,74	17 306 823
Septembre	33,25	27,57	28,26	48 496 510	25,38	20,50	21,23	23 559 214
Octobre	30,10	26,86	27,89	39 228 688	22,89	20,10	20,93	25 203 410
Novembre	34,60	26,77	33,12	49 590 825	26,60	20,53	25,49	25 453 918
Décembre	34,84	29,96	30,10	56 035 748	27,39	23,48	23,66	21 741 178

Les actions privilégiées de catégorie A, série 1, les actions privilégiées de catégorie A, série 3, les actions privilégiées de catégorie A, série 5, les actions privilégiées de catégorie A, série 7, les actions privilégiées de catégorie A, série 9, les actions privilégiées de catégorie A, série 11, les actions privilégiées de catégorie A, série 13, les actions privilégiées de catégorie A, série 15, les actions privilégiées de catégorie A, série 17, les actions privilégiées de catégorie A, série 19, les actions privilégiées de catégorie A, série 21, les actions privilégiées de catégorie A, série 23 et les actions privilégiées de catégorie A, série 25 sont inscrites à la cote de la TSX et négociées à celle-ci sous les symboles « PPL.PR.A », « PPL.PR.C », « PPL.PR.E », « PPL.PR.G », « PPL.PR.I », « PPL.PR.K », « PPL.PR.M », « PPL.PR.O », « PPL.PR.Q », « PPL.PR.S », « PPL.PF.A », « PPL.PF.C » et « PPL.PF.E », respectivement. Les tableaux suivants présentent les cours extrêmes des actions privilégiées de catégorie A, série 1, série 3, série 5, série 7, série 9, série 11, série 13, série 15, série 17, série 19, série 21, série 23 et série 25 et le volume des opérations sur celles-ci à la TSX pour 2020, dans chaque cas, tels qu'ils ont été affichés par la TSX.

Série 1 (PPL.PR.A)					Série 3 (PPL.PR.C)				Série 5 (PPL.PR.E)			
Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume
Janvier	18,00	17,05	17,05	134 112	18,00	17,05	17,05	137 820	19,20	18,06	18,18	241 281
Février	17,23	16,00	16,21	170 595	17,16	15,69	15,80	62 801	18,45	16,75	17,03	160 188
Mars	16,33	9,00	11,75	455 214	16,09	8,68	11,08	196 363	16,92	9,00	11,25	390 080
Avril	12,97	10,60	12,85	831 619	12,94	10,06	12,59	404 673	13,66	10,58	13,63	470 248
Mai	12,75	11,01	11,40	211 048	12,96	10,71	10,97	113 782	13,82	11,55	11,90	137 366
Juin	13,42	11,34	12,88	164 055	12,95	10,95	12,48	100 685	14,00	11,89	13,08	200 777
Juillet	13,44	12,43	12,86	218 857	13,84	12,36	12,72	208 163	14,50	13,06	13,73	158 586
Août	14,50	12,82	14,42	241 793	14,62	12,74	14,62	69 283	15,62	13,98	15,59	114 024
Septembre	14,90	13,25	13,49	156 330	15,23	13,00	13,29	46 575	15,82	14,03	14,70	117 797
Octobre	13,50	12,91	12,95	302 797	13,60	12,14	12,14	107 481	14,61	13,21	13,28	198 283
Novembre	14,46	12,87	14,20	207 645	13,80	12,13	13,70	123 456	15,00	13,25	14,82	268 790
Décembre	15,57	14,23	15,06	272 251	14,86	13,70	14,80	110 494	16,14	14,83	16,14	220 724

	Série 7 (PPL.PR.G)				Série 9 (PPL.PR.I)				Série 11 (PPL.PR.K)			
Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume
Janvier	19,00	18,01	18,06	107 943	21,96	20,73	21,00	101 150	26,01	25,65	25,75	73 918
Février	18,25	16,99	17,00	72 600	21,38	19,72	19,92	37 414	25,88	25,10	25,17	69 498
Mars	17,02	8,66	10,84	230 609	19,67	9,30	12,31	210 248	25,55	14,51	19,25	243 292
Avril	13,30	10,40	13,23	162 470	14,70	11,64	14,67	171 208	21,78	18,55	21,05	149 135
Mai	13,19	11,17	11,71	150 149	14,68	12,86	13,46	198 609	21,89	20,00	21,55	105 769
Juin	13,79	11,79	13,00	133 159	15,60	13,39	15,32	205 681	24,40	21,79	23,34	106 676
Juillet	14,49	12,96	13,75	75 341	16,80	15,07	16,77	61 901	24,85	23,49	24,16	118 261
Août	15,51	13,52	15,27	78 772	18,84	15,99	18,20	105 459	24,62	24,10	24,49	55 826
Septembre	15,93	13,85	13,87	115 319	18,77	16,41	16,80	48 135	24,75	23,75	24,37	70 593
Octobre	14,10	12,95	13,55	141 903	16,75	15,73	15,81	361 775	25,00	24,20	24,25	115 760
Novembre	14,65	12,98	14,48	93 769	17,77	15,65	17,60	159 185	25,20	23,80	25,20	77 994
Décembre	15,90	14,49	15,85	626 119	19,09	17,59	18,98	347 859	25,29	25,06	25,15	50 427

Série 13 (PPL.PR.M)					Série 15 (PPL.PR.O)				Série 17 (PPL.PR.Q)			
Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume
Janvier	26,30	25,70	25,86	61 021	18,19	17,10	17,14	66 634	19,01	18,10	18,51	75 562
Février	26,01	25,20	25,21	69 479	17,75	16,21	16,60	59 625	19,26	17,99	17,99	52 344
Mars	25,79	13,95	19,50	354 365	16,30	7,98	10,11	240 738	17,95	7,83	12,00	170 841
Avril	21,75	18,49	21,01	307 674	12,43	9,42	12,13	644 495	13,76	11,00	13,75	471 345
Mai	21,72	19,79	21,32	217 124	12,18	10,81	11,24	127 663	13,92	12,10	12,75	122 422
Juin	24,11	21,50	23,69	176 261	12,64	11,27	12,14	336 590	14,49	12,61	13,29	105 443
Juillet	24,99	23,22	24,01	334 280	13,42	12,02	13,00	140 874	14,55	13,26	14,15	78 799
Août	24,72	23,82	24,36	137 498	14,47	12,81	14,38	81 447	15,96	14,06	15,80	48 849
Septembre	24,70	23,86	24,40	140 395	14,71	13,25	13,48	98 004	16,45	14,25	14,40	90 338
Octobre	24,96	24,11	24,26	193 164	13,52	12,46	12,54	134 038	14,78	13,45	13,57	87 919
Novembre	25,19	23,81	25,10	72 040	14,40	12,39	14,30	127 171	15,46	13,25	15,28	97 935
Décembre	25,25	24,89	25,24	478 401	15,71	14,08	15,71	220 158	16,22	15,26	16,07	165 437

Série 19 (PPL.PR.S)					Série 21 (PPL.PF.A)				Série 23 (PPL.PF.C)			
Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume
Janvier	23,70	22,99	23,00	115 845	24,35	23,26	23,26	239 155	24,81	23,82	23,90	273 830
Février	23,35	22,17	22,23	183 066	24,00	22,92	23,32	153 325	24,70	23,80	24,00	96 293
Mars	22,10	10,02	13,55	339 627	23,56	11,69	16,01	469 202	24,00	11,80	16,81	261 901
Avril	16,23	11,60	16,23	307 499	18,25	15,51	17,92	318 889	18,80	15,61	18,15	313 071
Mai	16,26	14,43	14,58	61 111	18,28	16,16	17,00	129 200	18,64	16,90	18,05	187 692
Juin	17,02	14,75	16,84	149 859	20,00	17,05	19,50	124 404	21,16	18,09	20,62	257 689
Juillet	18,35	16,50	17,92	107 074	20,47	18,82	19,60	243 203	22,00	20,41	21,15	157 528
Août	20,21	17,26	20,08	36 180	21,81	19,50	21,02	260 718	23,53	21,00	22,68	163 848
Septembre	21,20	18,85	19,28	54 953	22,01	19,32	19,90	348 596	23,26	21,62	22,49	148 814
Octobre	19,17	16,93	17,25	385 337	21,75	19,11	19,64	389 651	23,27	20,80	20,80	103 075
Novembre	19,28	17,01	19,28	73 176	22,39	18,96	22,05	328 744	23,95	20,88	23,74	233 093
Décembre	20,37	19,16	20,27	160 929	23,00	21,85	22,79	305 479	24,36	23,49	24,30	132 199

Série 25 (PPL.PF.E)

Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume
Janvier	24,61	23,40	23,70	161 658
Février	24,24	23,40	23,50	144 134
Mars	23,56	11,65	16,27	429 954
Avril	18,47	15,20	18,05	260 218
Mai	18,68	16,74	17,66	150 637
Juin	20,76	17,78	20,34	164 801
Juillet	21,96	20,00	20,50	162 211
Août	22,85	20,65	22,37	95 218
Septembre	23,38	20,95	21,46	138 156
Octobre	22,78	20,11	20,11	158 400
Novembre	23,88	20,24	23,63	291 784
Décembre	24,25	23,34	24,08	117 440

Ventes ou placements antérieurs

En 2020, des options visant l'achat d'actions ordinaires ont été émises à des employés conformément au régime d'options de Pembina. Pour un exposé sur les options émises et leurs modalités, se reporter à la note 25 des états financiers de Pembina, dont les extraits en question figurent aux rubriques « Informations sur le régime d'options sur actions » et « Options sur actions attribuées » et sont intégrés par renvoi aux présentes.

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA DIRECTION**Administrateurs de Pembina**

Le tableau suivant donne le nom et le lieu de résidence des administrateurs de Pembina à la date de la présente notice annuelle, ainsi que la date à laquelle ils ont été nommés administrateurs de Pembina et leur occupation principale au cours des cinq dernières années.

Nom et lieu de résidence	Date de la nomination	Occupation principale au cours des cinq dernières années
Anne-Marie N. Ainsworth ⁽⁴⁾⁽⁵⁾ Houston (Texas) États-Unis	7 octobre 2014	Femme d'affaires indépendante depuis mars 2014; auparavant, présidente et chef de la direction et membre du conseil d'administration du commandité d'Oiltanking Partners, L.P. (société en commandite maîtresse engagée dans l'entreposage et le transport indépendants de pétrole brut, de produits pétroliers raffinés et de gaz de pétrole liquéfiés) et présidente et chef de la direction d'Oiltanking Holding Americas, Inc. de novembre 2012 à mars 2014; auparavant, première vice-présidente, Raffinage de Sunoco Inc. de novembre 2009 à mars 2012. Actuellement membre du conseil d'administration d'Archrock, Inc., de Kirby Corporation et de HollyFrontier Corporation.
Cynthia Carroll ⁽¹⁾⁽⁴⁾⁽⁵⁾ Naples (Floride) États-Unis	8 mai 2020	Femme d'affaires indépendante depuis 2013; auparavant, chef de la direction d'Anglo American plc de 2007 à 2013 et, auparavant, elle a occupé divers postes de haute direction chez Alcan Aluminum Corporation, dont celui de présidente, Bauxite, alumine et produits chimiques de spécialité et de chef de la direction du groupe Métal primaire, principal groupe d'exploitation d'Alcan. Actuellement membre du conseil d'administration de Hitachi Ltd., d'American Securities, de Prince International Corporation (société fermée), de Baker Hughes et de Glencore plc.

Nom et lieu de résidence	Date de la nomination	Occupation principale au cours des cinq dernières années
Michael H. Dilger Calgary (Alberta) Canada	1 ^{er} janvier 2014	Président et chef de la direction de Pembina depuis le 1 ^{er} janvier 2014; auparavant, président et chef de l'exploitation de Pembina de février 2012 au 31 décembre 2013; auparavant, vice-président et chef de l'exploitation de Pembina de novembre 2008 à février 2012.
Randall J. Findlay ⁽²⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾ Calgary (Alberta) Canada	8 mars 2007	Administrateur de sociétés depuis 2006; auparavant, président de Provident Energy Trust de 2001 à 2006. Actuellement membre du conseil d'administration de Superior Plus Corp.
Robert G. Gwin ⁽⁴⁾⁽⁶⁾ Houston (Texas) États-Unis	8 mai 2020	Homme d'affaires indépendant depuis 2019; auparavant, président d'Anadarko Petroleum Corporation, jusqu'à ce que celle-ci soit acquise par Occidental Petroleum Corporation en 2019; auparavant, vice-président directeur, Finances et chef des finances d'Anadarko de 2009 à 2018; président et chef de la direction de Western Gas Partners, LP de 2007 à 2010, ainsi que membre du conseil d'administration de 2007 à 2019; il a siégé au conseil d'administration de LyondellBasell Industries, N.V. de 2011 à 2018, notamment en tant que président de 2013 à 2018. Actuellement membre et président du conseil d'administration d'Enable Midstream Partners, LP.
Maureen E. Howe ⁽³⁾⁽⁶⁾⁽⁹⁾ Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2 octobre 2017	Femme d'affaires indépendante depuis 2008; auparavant, analyste de recherche et directrice générale de RBC Marchés des Capitaux de 1996 à 2008; auparavant, membre du conseil d'administration et présidente du comité d'audit de Mosaic Forest Management Corp. Actuellement membre du conseil d'administration de Methanex Corporation.
Gordon J. Kerr ⁽³⁾⁽⁶⁾⁽⁸⁾ Calgary (Alberta) Canada	15 janvier 2015	Homme d'affaires indépendant depuis 2013; auparavant, président et chef de la direction et administrateur d'Enerplus Corporation (société énergétique nord-américaine) de mai 2001 à juillet 2013; auparavant, président du conseil d'administration de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, ancien administrateur de Deer Creek Energy Limited et de Laricina Energy Ltd. et ancien membre du Conseil canadien des chefs d'entreprise.
David M.B. LeGresley ⁽⁴⁾⁽⁶⁾ Toronto (Ontario) Canada	16 août 2010	Administrateur de sociétés depuis 2010; auparavant, vice-président du conseil de Financière Banque Nationale de 2006 à 2008 et vice-président directeur des services bancaires aux entreprises et des services bancaires d'investissement de 1999 à 2006. Actuellement membre et président du conseil d'administration d'Equitable Group Inc. et de sa filiale, Equitable Bank Inc.
Leslie A. O'Donoghue ⁽³⁾⁽⁵⁾ Calgary (Alberta) Canada	17 décembre 2008	En 2019, elle a quitté son poste de conseillère de direction auprès du chef de la direction et vice-présidente directrice, chef de la stratégie et du développement de l'entreprise de Nutrien Ltd. après 20 ans au sein de la société; auparavant, vice-présidente directrice, Développement et stratégie de l'entreprise et chef de la gestion du risque d'Agrium Inc. (qui a fusionné avec Potash Corporation of Saskatchewan pour former Nutrien Ltd.) depuis octobre 2012; auparavant, vice-présidente directrice, Exploitation d'Agrium Inc. du 30 avril 2011 au 30 octobre 2012; auparavant, chef du contentieux et première vice-présidente, Expansion de l'entreprise d'Agrium Inc. Actuellement membre du conseil d'administration de Methanex Corporation.

Nom et lieu de résidence	Date de la nomination	Occupation principale au cours des cinq dernières années
Bruce D. Rubin ⁽³⁾⁽⁵⁾ Swarthmore (Pennsylvanie) États-Unis	5 mai 2017	Homme d'affaires indépendant depuis 2014; auparavant, conseiller à l'exploitation de The Carlyle Group de 2015 à 2017; auparavant, conseiller de Braskem America Inc. de 2014 à 2017; auparavant, conseiller à la direction de Court Square Partners de 2013 à 2015; auparavant, chef de la direction de Braskem America Inc., et membre de la direction de Braskem America Inc. de 2010 à 2013; auparavant, chef de la direction de Sunoco Chemicals Inc. et vice-président principal de Sunoco Inc. de 2008 à 2010. Actuellement membre du conseil d'administration de DISA Global Solutions (société de Court Square Capital Partners) et de M. Holland Company.
Henry W. Sykes ⁽³⁾⁽⁴⁾⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾ Calgary (Alberta) Canada	2 octobre 2017	Homme d'affaires indépendant depuis 2014; auparavant, président et administrateur de MGM Energy Corp. de janvier 2007 à juin 2014; président de ConocoPhillips Canada Limited de 2001 à 2006; vice-président directeur, Développement des affaires de Ressources Gulf Canada Ltée.

Notes :

- (1) Après l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires tenue le 8 mai 2020, M^{me} Carroll a été nommée au conseil d'administration avec prise d'effet le 8 mai 2020 et se portera candidate à l'élection à l'assemblée annuelle des actionnaires le 7 mai 2021.
- (2) Président du conseil.
- (3) Membre du comité d'audit.
- (4) Membre du comité des ressources humaines, de la santé et de la rémunération.
- (5) Membre du comité de l'environnement et de la sécurité.
- (6) Membre du comité de gouvernance, des mises en candidature et de la responsabilité sociale.
- (7) M. Findlay a été administrateur de Spyglass Resources Corp. (société inscrite à la cote de la TSX) de mars 2013 au 13 mai 2015. Spyglass Resources Corp., société d'exploration et de production pétrolière et gazière du secteur intermédiaire, a été mise sous séquestre par un syndicat de ses prêteurs le 26 novembre 2015.
- (8) M. Kerr a été administrateur de Laricina Energy Ltd., société fermée, jusqu'au 5 février 2016. Laricina Energy Ltd. a fait l'objet de procédures aux termes de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) en 2015. Le 1^{er} février 2016, les procédures ont été annulées sous condition.
- (9) Après la clôture de l'acquisition de Veresen, M^{me} Howe et M. Sykes ont été nommés au conseil d'administration de Pembina avec prise d'effet le 2 octobre 2017.
- (10) M. Sykes a été administrateur de Parallel Energy Trust (« **Parallel** ») de mars 2011 à février 2016. Vers le 9 novembre 2015, Parallel a demandé à la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta la protection contre ses créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) et déposé des requêtes volontaires en vue d'être placée sous la protection du chapitre 11 du *United States Bankruptcy Code*. Dans le cadre des procédures en vertu du chapitre 11, le tribunal de faillite a approuvé la vente des actifs de Parallel, et la clôture de la vente a eu lieu le 28 janvier 2016. De plus, le 3 mars 2016, les entités canadiennes de Parallel ont déclaré faillite en vertu de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* (Canada), et le syndic a envoyé un avis aux créanciers le 4 mars 2016.

Les actionnaires élisent les administrateurs de Pembina à chaque assemblée annuelle des actionnaires. Les administrateurs de Pembina occupent leur poste jusqu'à l'assemblée annuelle suivante des actionnaires ou jusqu'à ce que leur remplaçant soit dûment élu ou nommé. Tous les administrateurs de Pembina sont « indépendants » au sens du *Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance* adopté par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières, à l'exception de M. Dilger, qui est président et chef de la direction de Pembina. De plus, Pembina a adopté des normes pour l'indépendance des administrateurs qui correspondent ou sont supérieures aux exigences énoncées dans l'*Instruction générale 58-201 relative à la gouvernance*, dans le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*, dans les règles et la réglementation de la SEC, dans la *Sarbanes-Oxley Act of 2002* et dans les règles de la NYSE.

Le conseil d'administration compte quatre comités, soit le comité d'audit, le comité de l'environnement et de la sécurité, le comité des ressources humaines, de la santé et de la rémunération, et le comité de gouvernance, des mises en candidature et de la responsabilité sociale d'entreprise. Des renseignements supplémentaires concernant les responsabilités de ces comités figureront dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de Pembina visant son assemblée des actionnaires de 2021.

Membres de la haute direction de Pembina

Le tableau suivant présente le nom et le lieu de résidence de chacun des membres de la haute direction de Pembina et leurs fonctions au sein de la Société en date de la présente notice annuelle, et leur occupation principale au cours des cinq dernières années, au moins.

Nom et lieu de résidence	Fonctions au sein de Pembina	Occupation principale au cours des cinq dernières années
Michael H. Dilger Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction	Président et chef de la direction depuis le 1 ^{er} janvier 2014.
Paul J. Murphy Calgary (Alberta) Canada	Premier vice-président et responsable des services d'entreprise	Premier vice-président et responsable des services d'entreprise depuis le 1 ^{er} janvier 2018; auparavant, premier vice-président, Installations de pipelines et de pétrole brut de Pembina depuis le 4 septembre 2013.
Stuart V. Taylor Calgary (Alberta) Canada	Premier vice-président, Commercialisation et nouveaux projets et responsable de l'expansion de l'entreprise	Premier vice-président, Commercialisation et nouveaux projets et responsable de l'expansion de l'entreprise depuis le 1 ^{er} janvier 2018; auparavant, premier vice-président, Installations de LGN et de gaz naturel de Pembina depuis le 4 septembre 2013.
J. Scott Burrows Calgary (Alberta) Canada	Premier vice-président et chef des finances	Premier vice-président et chef des finances depuis le 1 ^{er} août 2017; auparavant, vice-président, Finances et chef des finances de Pembina depuis le 1 ^{er} janvier 2015.
Harold K. Andersen Calgary (Alberta) Canada	Premier vice-président, Affaires externes et chef du contentieux	Premier vice-président, Affaires externes et chef du contentieux depuis le 1 ^{er} août 2017; auparavant, vice-président, Affaires juridiques et avocat général de Pembina depuis le 1 ^{er} avril 2013.
Jason T. Wiun Calgary (Alberta) Canada	Premier vice-président et chef de l'exploitation, Pipelines	Premier vice-président et chef de l'exploitation, Pipelines depuis le 1 ^{er} janvier 2018; auparavant, vice-président, Pipelines classiques de Pembina depuis le 1 ^{er} janvier 2014.
Jaret A. Sprott Calgary (Alberta) Canada	Premier vice-président et chef de l'exploitation, Installations	Premier vice-président et chef de l'exploitation, Installations depuis le 1 ^{er} janvier 2018; auparavant, vice-président, Services gaziers de Pembina depuis le 1 ^{er} janvier 2015.

Au 24 février 2021, les administrateurs et les membres de la haute direction de Pembina étaient propriétaires véritables, directement ou indirectement, d'un nombre global de 632 829 actions ordinaires, soit environ 0,1 % des actions ordinaires alors en circulation ou exerçaient directement ou indirectement une emprise sur celles-ci.

Conflits d'intérêts

Il se peut que les administrateurs et les membres de la direction de Pembina soient des administrateurs ou des membres de la direction d'entités qui entrent en concurrence avec Pembina ou certaines entités dans lesquelles Pembina détient une participation au capital, ou qui en sont des clients ou des fournisseurs. Ainsi, ces administrateurs ou membres de la direction de Pembina peuvent se trouver en situation de conflits d'intérêts dans l'exercice de leurs fonctions à l'égard de Pembina. Les administrateurs et membres de la direction de Pembina doivent divulguer l'existence de conflits éventuels conformément au code de déontologie et aux autres politiques de gouvernance d'entreprise de Pembina qui sont accessibles sur son site Web au www.pembina.com et conformément à la BCAA. Voir « *Facteurs de risque — Facteurs de risque généraux — Risques de conflits d'intérêts* ».

INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT

Règles du comité d'audit

Les règles du comité d'audit sont présentées à l'annexe A de la présente notice annuelle.

Membres du comité d'audit et formation et expérience pertinentes

Le comité d'audit de Pembina se compose de Gordon J. Kerr, à titre de président du comité, de Maureen E. Howe, de Leslie O'Donoghue, de Bruce D. Rubin et d'Henry W. Sykes. Chaque membre est indépendant et possède des compétences financières au sens du Règlement 52-110 et conformément aux normes pour l'indépendance des administrateurs de Pembina disponibles à l'adresse www.pembina.com. Le texte ci-après fournit de plus amples renseignements sur chaque membre du comité d'audit.

Gordon J. Kerr

M. Kerr est président du comité d'audit et en est membre depuis le 27 février 2015. Il est indépendant au sens du Règlement 52-110 et conformément aux règles prescrites par la SEC et la NYSE. M. Kerr est membre du conseil consultatif de gestion de la Haskayne School of Business à la University of Calgary. M. Kerr est un ancien président et chef de la direction d'Enerplus Corporation, poste qu'il a occupé de mai 2001 à juillet 2013. Il est également un ancien président du conseil de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, un ancien administrateur de Deer Creek Energy Limited et un ancien membre du Conseil canadien des chefs d'entreprise. Depuis le début de sa carrière en 1979, il a acquis une vaste expérience en gestion dans des postes de direction au sein de diverses sociétés pétrolières et gazières.

M. Kerr a commencé à travailler pour Enerplus Corporation et ses prédécesseurs en 1996, occupant des postes de responsabilité croissante, y compris ceux de chef des finances et de vice-président directeur. Il a obtenu un baccalauréat en commerce de la University of Calgary en 1976. Il a obtenu son titre de comptable agréé et a été admis comme membre de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta en 1979 et a été nommé *fellow* de cet institut en février 2011. M. Kerr est membre de l'Institut des administrateurs de sociétés. Son expérience en entreprise permet à M. Kerr d'avoir les connaissances et les compétences financières nécessaires pour exercer ses fonctions à titre de membre du comité d'audit.

Maureen E. Howe

Maureen E. Howe est membre du comité d'audit depuis le 2 octobre 2017. Elle est indépendante au sens du Règlement 52-110 et conformément aux règles prescrites par la SEC et la NYSE. Elle est actuellement membre du conseil d'administration de Methanex Corporation. M^{me} Howe a siégé auparavant au conseil d'administration et a été présidente du comité d'audit de Mosaic Forest Management, société fermée. Elle a été directrice générale de RBC Marchés des Capitaux pour la recherche sur les actions et s'est classée régulièrement parmi les meilleurs analystes au Canada dans le cadre des sondages indépendants du secteur. Avant de se joindre à RBC Marchés des Capitaux, elle avait occupé des postes dans les secteurs des services publics, des banques d'investissement et de la gestion de portefeuille. M^{me} Howe est titulaire d'un baccalauréat en commerce (avec distinction) de l'Université du Manitoba et d'un doctorat en finance de la University of British Columbia. Elle est membre de l'Institut des administrateurs de sociétés. Son expérience en entreprise permet à M^{me} Howe d'avoir les connaissances et les compétences financières nécessaires pour exercer ses fonctions à titre de membre du comité d'audit.

Leslie O'Donoghue

Leslie O'Donoghue est membre du comité d'audit depuis le 8 mai 2020. Elle est indépendante au sens du Règlement 52-110 et conformément aux règles prescrites par la SEC et la NYSE. M^{me} O'Donoghue est actuellement membre du conseil d'administration et du comité de la sécurité et de l'environnement. Elle a quitté Nutrien Ltd. à la fin de 2019 après y avoir travaillé pendant 20 ans. Les derniers postes qu'elle y a occupés sont ceux de vice-présidente directrice et chef de la stratégie et du développement de l'entreprise et de conseillère de direction auprès du chef de la direction. Auparavant, M^{me} O'Donoghue a occupé plusieurs postes au sein d'Agrium Inc., société ayant été remplacée par Nutrien Ltd. avant sa fusion avec Potash Corporation of Saskatchewan, y compris ceux de vice-présidente directrice, Développement et stratégie de l'entreprise et chef de la gestion du risque, de vice-présidente directrice et de chef du contentieux. Avant d'entrer au service d'Agrium Inc., M^{me} O'Donoghue était associée au sein du cabinet d'avocats national Blake, Cassels & Graydon S.E.N.C.R.L./s.r.l. Elle est titulaire d'un baccalauréat ès arts en économie de la University of Calgary et d'un baccalauréat en droit de la Queen's University. Elle a été admise au Barreau de l'Alberta en 1989. À l'heure actuelle, M^{me} O'Donoghue siège au conseil d'administration de Methanex Corporation. Elle est également membre de l'Institut des administrateurs de sociétés. Son expérience en entreprise permet à M^{me} O'Donoghue d'avoir les connaissances et les compétences financières nécessaires pour exercer ses fonctions à titre de membre du comité d'audit.

Bruce D. Rubin

M. Rubin est membre du comité d'audit depuis le 5 mai 2017. Il est indépendant au sens du Règlement 52-110 et conformément aux règles prescrites par la SEC et la NYSE. M. Rubin est un homme d'affaires indépendant qui possède plus de 39 années d'expérience, notamment dans divers postes de haute direction et de conseiller ainsi qu'à titre d'administrateur dans les secteurs de l'énergie et du raffinage et le secteur pétrochimique. Il a été chef de la direction de Sunoco Chemicals et vice-président principal de Sunoco Inc. de 2008 à 2010, et a occupé divers autres postes de haute direction au cours d'une carrière de 32 ans auprès de cette société. M. Rubin a été le premier chef de la direction de Braskem America, dont il a été membre de la haute direction de 2010 à 2013. Il a supervisé la transition réussie de Sunoco Chemicals à Braskem America et a prêté main-forte à l'acquisition réussie par celle-ci des activités de polypropylène de Dow Chemicals. M. Rubin a été conseiller de Braskem America. M. Rubin a siégé au conseil d'administration de Sylvatex Inc. de 2012 à 2016 et siège actuellement au conseil de DISA Global Solutions (société de Court Square Capital Partners). Il est actuellement conseiller de Sylvatex Inc. et a été auparavant conseiller à la direction de Court Square Partners de 2013 à 2015 et conseiller à l'exploitation de The Carlyle Group de 2015 à 2017. M. Rubin est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de la Widener University ainsi que d'un baccalauréat ès sciences en génie chimique de la University of Pennsylvania. Il est membre de l'Institut des administrateurs de sociétés. Son expérience en entreprise permet à M. Rubin d'avoir les connaissances et les compétences financières nécessaires pour exercer ses fonctions à titre de membre du comité d'audit.

Henry W. Sykes

M. Sykes est membre du comité d'audit depuis le 4 mai 2018. Il est indépendant au sens du Règlement 52-110 et conformément aux règles prescrites par la SEC et la NYSE. M. Sykes a été président et administrateur de MGM Energy Corp., société d'énergie ouverte canadienne qui se consacre à l'acquisition et à la mise en valeur de ressources en hydrocarbures dans les Territoires du Nord-Ouest et les régions arctiques au Canada (de janvier 2007 à juin 2014). Auparavant, il a été président de ConocoPhillips Canada (de 2001 à 2006) et vice-président directeur, Expansion des affaires de Ressources Gulf Canada Ltée. M. Sykes a commencé sa carrière comme avocat et s'est spécialisé dans les fusions et acquisitions, les valeurs mobilières et le droit des sociétés. Il a auparavant été président et membre des conseils d'Arts Commons et de l'Institut arctique de l'Amérique du Nord et administrateur de plusieurs sociétés fermées évoluant dans l'industrie pétrolière et gazière. Il est titulaire d'un baccalauréat ès arts en économie de l'Université McGill, d'un diplôme en droit de la University of Toronto et d'une maîtrise en droit de la London School of Economics. M. Sykes est membre de l'Institut des administrateurs de sociétés. Son expérience en entreprise permet à M. Sykes d'avoir les connaissances et les compétences financières nécessaires pour exercer ses fonctions à titre de membre du comité d'audit.

Politiques et procédures d'approbation préalable pour les services d'audit et les services autres que d'audit

Comme il est indiqué dans les règles du comité d'audit de Pembina et dans le mandat confié à ses auditeurs externes, le comité d'audit du conseil est directement responsable de la surveillance de la relation avec l'auditeur externe de même que des rapports, des compétences, de l'indépendance et du rendement de celui-ci et des services d'audit des autres cabinets d'experts-comptables inscrits dont les services ont été retenus par Pembina. Le comité d'audit a le pouvoir et la responsabilité de recommander la nomination et la révocation de la nomination des auditeurs externes dont les services ont été retenus en vue d'établir ou de délivrer un rapport d'audit ou de rendre d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation, et de fixer leur rémunération. L'auditeur externe relève directement du comité d'audit. La nomination de l'auditeur externe par le comité d'audit est soumise à l'approbation annuelle des actionnaires.

Le comité d'audit est également responsable de l'approbation préalable de tous les services autres que d'audit autorisés devant être fournis par les auditeurs externes compte tenu de l'incidence possible de tels services sur l'indépendance des auditeurs externes et, sous réserve de la dispense relative aux services de valeur minimale prévue aux termes des lois applicables. Cette approbation peut être donnée soit expressément, soit conformément aux politiques et aux procédures d'approbation préalable adoptées par le comité d'audit, y compris la délégation de ce pouvoir à un ou plusieurs membres du comité d'audit dans la mesure où la loi applicable le permet; toutefois les approbations préalables accordées conformément à une telle délégation doivent être détaillées quant au service particulier à fournir, ne peuvent déléguer les responsabilités du comité d'audit à la direction de Pembina et doivent être signalées à l'ensemble du comité d'audit à la première réunion prévue du comité d'audit après cette approbation préalable.

Honoraires versés aux auditeurs externes

Le tableau suivant présente les honoraires payés ou payables par Pembina pour les services professionnels fournis par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. au cours des deux derniers exercices :

ANNÉE	HONORAIRES D'AUDIT ⁽¹⁾	HONORAIRES POUR SERVICES LIÉS À L'AUDIT ⁽²⁾	HONORAIRES POUR SERVICES FISCAUX ⁽³⁾	AUTRES HONORAIRES ⁽⁴⁾
2020	2 197 500 \$	128 500 \$	95 000 \$	31 750 \$
2019	2 969 500 \$	134 000 \$	120 086 \$	néant

Notes :

- (1) Les honoraires d'audit représentent des honoraires pour services professionnels fournis par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. pour l'audit des états financiers annuels de Pembina et l'examen des états financiers trimestriels de Pembina, ainsi que pour des services fournis relativement aux dépôts de documents ou aux missions prévus par la loi ou par règlement. En 2020, les honoraires comprenaient des dépenses supplémentaires liées a) aux suppléments de fixation du prix à l'égard de la vente et de l'émission de billets à moyen terme, séries 7, 10, 11, 12 et 16; b) au prospectus préalable de base 2020; et c) aux suppléments de prospectus à l'égard de la vente et de l'émission des billets subordonnés de série 1. En 2019, les honoraires comprenaient des dépenses supplémentaires liées a) au prospectus préalable de base 2019; b) au prospectus relatif aux BMT de 2019; et c) aux suppléments de fixation du prix à l'égard de la vente et de l'émission de billets à moyen terme, séries 10, 11, 12, 13, 14 et 15.
- (2) Les honoraires pour services liés à l'audit représentent des honoraires pour services de certification et services connexes y compris les traductions françaises dans le cadre des dépôts en vertu de la loi et de la réglementation, qui sont raisonnablement liés à l'exécution de l'audit ou à l'examen des états financiers de Pembina et qui ne sont pas compris dans les « honoraires d'audit » décrits ci-dessus. En 2020 et en 2019, ces honoraires comprenaient des honoraires pour services d'audit versés en lien avec les audits du régime de retraite et du régime de retraite de l'installation Younger de 30 000 \$ et de 20 000 \$, respectivement.
- (3) Les honoraires pour services fiscaux représentent des honoraires pour des services fournis en matière de conformité fiscale de 2 700 \$ (39 925 \$ en 2019), de conseils fiscaux et de planification fiscale de 92 300 \$ (80 161 \$ en 2019). Les honoraires de 2020 et de 2019 comprenaient des honoraires pour consultation fiscale et des honoraires d'observation fiscale engagés pour la préparation et le dépôt des déclarations de revenus des filiales de Pembina.
- (4) Tous les autres honoraires représentent des honoraires pour des produits et services fournis par les auditeurs de Pembina, sauf ceux décrits comme « honoraires d'audit », « honoraires pour services liés à l'audit » et « honoraires pour services fiscaux », qui comprenaient des honoraires liés aux conseils et à l'aide fournis à l'égard de la déclaration des émissions de GES.

FACTEURS DE RISQUE

Le texte ci-après ne constitue qu'un résumé de certains facteurs de risque inhérents à Pembina, à ses filiales et/ou à ses entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, ou à un placement dans les titres de Pembina. Il est présenté sous réserve des renseignements détaillés figurant ailleurs dans la présente notice annuelle et devrait être lu à la lumière de ces renseignements détaillés. Les actionnaires et les investisseurs éventuels devraient examiner attentivement ces facteurs de risque avant d'investir dans des titres de Pembina puisque chacun de ces risques peut avoir une incidence défavorable sur le cours des titres de Pembina, sur le montant des dividendes versés aux actionnaires et aux porteurs d'actions privilégiées de catégorie A ainsi que sur la capacité de Pembina de financer ses obligations relatives à la dette, y compris ses obligations aux termes des titres d'emprunt qu'elle peut émettre à l'occasion. Des renseignements concernant les processus d'évaluation et de gestion des risques de Pembina sont fournis dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de Pembina portant sur son assemblée annuelle des actionnaires de 2021.

Les investisseurs éventuels devraient examiner attentivement les facteurs de risque énoncés ci-après et considérer tous les autres renseignements qui figurent dans les présentes ainsi que dans les autres documents publics de Pembina avant de décider d'investir ou non dans les titres de Pembina.

La proposition de valeur de Pembina est fondée sur l'équilibre entre l'avantage économique et le risque. Lorsque cela est approprié, Pembina s'efforcera de réduire le risque. Pembina poursuit ses efforts afin d'atténuer l'incidence des risques éventuels pour son entreprise en cernant tous les risques d'importance en vue de leur gestion adéquate. Pembina a mis en œuvre un programme complet de gestion des risques qui l'aide à cerner et à gérer les risques.

Répercussions continues de la pandémie de COVID-19

Répercussions liées à la COVID-19

La pandémie de COVID-19 et l'incertitude qui entoure son ampleur et sa durée ont nui et pourraient continuer de nuire considérablement aux activités et à l'exploitation de Pembina. La pandémie actuelle de COVID-19 ainsi que les mesures prises

par les autorités gouvernementales et celles qu'elles peuvent prendre en réponse à cette pandémie ont entraîné, et pourraient continuer d'entraîner, notamment ce qui suit : un ralentissement généralisé de l'économie mondiale; un affaiblissement de la demande d'énergie à l'échelle mondiale; la volatilité accrue des marchés des capitaux et des marchés des marchandises; des perturbations des chaînes d'approvisionnement à l'échelle mondiale; des pénuries de main-d'œuvre; des répercussions marquées pour la main-d'œuvre; des réductions des volumes des échanges commerciaux; des restrictions temporaires à l'exploitation et des restrictions aux rassemblements de personnes; la déclaration de mise à l'abri sur place et d'ordonnances de quarantaine; la fermeture d'entreprises et des interdictions de voyage; l'instabilité politique et économique; et des troubles civils. La récente résurgence du virus de la COVID-19 et la récente propagation de nouveaux variants de ce virus dans certaines régions, y compris dans des régions où Pembina exerce des activités, et la possibilité que le virus de la COVID-19 réapparaisse ou que le nouveau variant de celui-ci ou d'autres variants ou mutations se propagent dans d'autres régions ont conduit les autorités gouvernementales de certains territoires, y compris de territoires où Pembina exerce des activités, à réinstaurer certaines des restrictions mentionnées ci-dessus et pourraient mener à l'imposition de nouvelles restrictions. Cette situation accentue davantage le risque et l'incertitude entourant l'ampleur et la durée de la pandémie de COVID-19 et des répercussions ultimes sur l'économie mondiale et les autres éléments énumérés ci-dessus.

Parmi les risques posés par la pandémie actuelle de COVID-19 pour Pembina, notons les risques liés à la santé et à la sécurité de ses employés; un ralentissement ou la suspension temporaire des activités dans certaines régions où Pembina exerce des activités; des retards dans l'achèvement des projets de croissance et d'expansion de Pembina, ou le report de ceux-ci; et des perturbations des chaînes d'approvisionnement. Tous ces facteurs, pris individuellement ou combinés, pourraient avoir une incidence défavorable importante sur les activités d'exploitation et les résultats financiers de Pembina. Pembina a déjà reporté certains projets de croissance en raison de la pandémie de COVID-19 et de l'affaiblissement de la demande d'énergie à l'échelle mondiale et de la baisse des prix des marchandises qui en ont découlé en 2020.

L'ampleur et l'incidence de la pandémie de COVID-19 ne sont toujours pas connues pour l'instant et la mesure dans laquelle la pandémie aura une influence sur les activités d'exploitation et les résultats financiers de Pembina dépendra de l'évolution de la situation, qui est grandement incertaine et impossible à prévoir avec certitude, notamment des éléments qui suivent : la durée de la pandémie; la gravité et l'étendue géographique du virus de la COVID-19 et de ses variants et mutations, y compris en ce qui a trait à la récente résurgence du virus et à la récente propagation de nouveaux variants de ce virus dans certaines régions, notamment dans des régions où Pembina exerce des activités; les mesures supplémentaires que peuvent prendre les autorités gouvernementales, y compris à l'égard des restrictions de voyage et des perturbations commerciales; l'efficacité et le moment des mesures prises pour contenir et traiter le virus de la COVID-19 et ses variants et mutations, notamment les vaccins développés contre le virus; et à quel rythme et dans quelle mesure les conditions économiques et opérationnelles normales pourront reprendre.

Incidence sur les risques généraux

L'ampleur et la durée de la pandémie de COVID-19 pourraient également accroître bon nombre des autres risques décrits dans les présentes, notamment les risques suivants : l'exposition de Pembina aux prix des marchandises; la réussite des projets de croissance et d'expansion de Pembina, y compris la réalisation du rendement de l'investissement prévu; la capacité de Pembina à conserver ses notations; l'accès limité aux capitaux et les frais d'emprunt accrus; la capacité de Pembina à verser des dividendes et à s'acquitter de ses obligations aux termes de ses titres d'emprunt et de ses autres obligations au titre de la dette; et la capacité de Pembina à respecter les clauses restrictives contenues dans les conventions régissant ses dettes existantes.

Risques inhérents à l'entreprise de Pembina

Risque lié aux prix des marchandises

Les activités de Pembina sont exposées à la volatilité des prix des marchandises, et une baisse importante de ces prix pourrait avoir une incidence défavorable sur ses résultats financiers.

Certains des contrats de transport ou des ententes de tarification visant les actifs pipeliniers de Pembina ne comprennent pas d'engagements d'achat ferme de la part des producteurs de pétrole brut et de gaz et, par conséquent, Pembina est exposée à un risque lié au volume à l'égard de ces actifs. Une diminution des volumes transportés peut avoir une incidence directe et défavorable sur les produits des activités ordinaires et le bénéfice de Pembina. La demande et l'utilisation des actifs pipeliniers de Pembina peuvent être touchées par des facteurs tels que l'évolution des paramètres fondamentaux du marché, les goulots d'étranglement de la capacité, les incidents relatifs à l'exploitation, les restrictions réglementaires, la maintenance des

systèmes, les conditions météorologiques et l'intensification de la concurrence. Les paramètres fondamentaux du marché, tels que les prix des marchandises et les écarts de prix, la consommation de gaz naturel et d'essence, les sources d'énergie de substitution et les perturbations de l'approvisionnement mondial, qui sont indépendants de la volonté de Pembina, peuvent se répercuter sur l'approvisionnement des marchandises transportées dans les pipelines de Pembina et sur la demande pour celles-ci. Voir « *Remplacement des réserves, débit et demande de produits* » ci-après.

L'unité Commercialisation de Pembina comprend les activités liées aux services de terminaux, de plaques tournantes et d'entreposage des produits. Ces activités exposent Pembina à certains risques liés aux fluctuations des prix des marchandises et, par conséquent, Pembina pourrait devoir composer avec la volatilité des produits des activités ordinaires et des réductions de la valeur comptable des produits entreposés à l'égard de ces activités. Pembina conclut principalement des contrats d'achat et de vente de pétrole brut, de condensats, de LGN et de gaz naturel à des prix du marché variables; par conséquent, les prix des produits commercialisés par Pembina sont volatils en raison de facteurs comme la variation saisonnière de la demande, les conditions climatiques sévères (dont la gravité pourrait augmenter en raison des changements climatiques), les niveaux des stocks sur le marché, la conjoncture économique générale, l'évolution des marchés du pétrole brut et d'autres facteurs. Pembina gère ce risque en équilibrant les achats et les ventes afin d'obtenir des marges moins volatiles. Bien que Pembina gère les risques liés aux prix et à la qualité, les marges de commercialisation à l'égard des marchandises peuvent varier et ont varié sensiblement d'une période à l'autre dans le passé. Cette variabilité pourrait avoir une incidence défavorable sur les résultats des activités commerciales de l'unité Commercialisation de Pembina ainsi que sur ses résultats d'exploitation globaux. Afin d'aider à réduire cette variabilité inhérente à son unité Commercialisation, Pembina a investi, et continuera d'investir, dans des actifs qui ont une composante de produits tirés d'honoraires.

Pembina est également exposée au risque du fléchissement des cours et de la diminution des marges de fractionnement entre le moment où Pembina fait l'achat de charges d'alimentation de LGN et celui où elle vend des produits de LGN. La marge de fractionnement est la différence entre le produit tiré de la vente de LGN si ceux-ci sont extraits d'un flux de gaz et la valeur de ces LGN s'ils avaient été laissés dans le flux de gaz et vendus aux prix du gaz naturel. Les marges de fractionnement peuvent changer considérablement d'une période à l'autre selon la relation entre les prix des LGN et du gaz naturel (le « **ratio de la marge de fractionnement** »), les prix des marchandises en absolu, les modes de transport particuliers et les fluctuations du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain. Outre les fluctuations du ratio de la marge de fractionnement, il existe également un écart entre les prix des produits des LGN et les prix du pétrole brut qui peut avoir une incidence sur les marges réalisées pour les produits des services intermédiaires. Le montant du bénéfice réalisé ou de la perte subie sur la partie de l'extraction des activités augmentera ou diminuera en règle générale avec les marges de fractionnement. Cette exposition peut donner lieu à une variabilité des flux de trésorerie générés par l'unité Commercialisation, ce qui pourrait avoir une incidence sur Pembina et les dividendes en espèces qu'elle est en mesure de distribuer.

La Société a recours à des instruments dérivés financiers dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques globale afin de gérer son exposition aux risques liés au prix des marchandises, au taux d'intérêt, au coût de l'électricité et au change. À titre d'exemple d'atténuation du prix des marchandises, la Société fixe activement une partie de son exposition aux marges de fractionnement par l'utilisation d'instruments financiers dérivés. En outre, l'unité Commercialisation de Pembina est également exposée à la variabilité des écarts en matière de qualité, de calendrier et d'emplacement pour divers produits, et des instruments financiers peuvent être utilisés afin de compenser l'exposition de la Société à ces écarts. La Société n'effectue aucune opération sur instruments financiers aux fins de spéculation. Les fluctuations des prix des marchandises et la volatilité peuvent avoir une incidence sur le niveau d'activité des producteurs et le débit dans l'infrastructure de Pembina, comme il est décrit plus en détail ci-après.

Pour de plus amples renseignements concernant les instruments financiers et le programme de gestion des risques financiers de Pembina, veuillez vous reporter à la note 27 des états financiers consolidés de Pembina, note qui est intégrée par renvoi dans les présentes.

Réglementation et législation

En Alberta et en Colombie-Britannique, le législateur a veillé à ce que les producteurs disposent d'occasions justes et raisonnables de produire, de traiter et de commercialiser leurs réserves. Les autorités de réglementation en Alberta et en Colombie-Britannique peuvent déclarer que l'exploitant d'un pipeline est un transporteur commun de pétrole brut, de LGN ou de gaz naturel et que, à ce titre, il ne doit pas faire preuve de discrimination à l'endroit des producteurs qui souhaitent accéder au pipeline. Les autorités de réglementation peuvent également établir les conditions dans lesquelles le transporteur doit accepter et transporter les produits, y compris les tarifs qui peuvent être facturés. Les producteurs et les expéditeurs peuvent

également demander aux autorités de réglementation compétentes de revoir et de réglementer les tarifs s'ils sont en mesure de prouver que ces tarifs ne sont pas justes et raisonnables. Bien que Pembina la considère infime, la possibilité de réglementation directe des tarifs pourrait rendre les niveaux de tarifs moins avantageux pour Pembina et affecter la rentabilité de l'exploitation des réseaux de pipelines réglementés.

L'AER est le principal organisme de réglementation qui supervise les permis du secteur énergétique délivrés en Alberta de Pembina, à certaines exceptions mineures près. Certaines filiales de Pembina possèdent des pipelines en Colombie-Britannique, qui sont réglementés par l'OGCCB et l'UCCB, et des pipelines qui traversent des frontières provinciales ou internationales, qui sont réglementés par la RCE et/ou la FERC et la PHMSA. Certaines activités et certains projets d'expansion de Pembina sont assujettis à une réglementation supplémentaire et, au fur et à mesure que les activités de Pembina prendront de l'expansion partout au Canada et en Amérique du Nord, Pembina pourrait devoir se conformer aux exigences d'organismes de réglementation et de corps législatifs supplémentaires, y compris l'Agence d'évaluation d'impact du Canada, l'EAOB, le ministère des Richesses naturelles et des Forêts de l'Ontario, le ministère de l'Énergie et des Ressources de la Saskatchewan et la division Petroleum Branch de Manitoba Ressources minières sous l'égide d'Agriculture et Développement des ressources du Manitoba.

Aux États-Unis, la FERC réglemente les gazoducs interétatiques et le transport de pétrole brut, de LGN et de produits raffinés dans le cadre du commerce interétatique. Aux termes de la NGA, la FERC réglemente la construction, l'expansion et l'abandon des gazoducs interétatiques ainsi que les tarifs, modalités et conditions de service et d'autres aspects des activités des gazoducs interétatiques. Les tarifs et les modalités et conditions de service des gazoducs interétatiques sont déposés auprès de la FERC et sont accessibles au public. En vertu de l'*Interstate Commerce Act*, la FERC réglemente les tarifs ainsi que les modalités et conditions du transport de pétrole brut, de LGN et de produits raffinés dans le cadre du commerce interétatique. La sécurité des pipelines est régie par la PHMSA, qui établit des normes quant à la conception, à la construction, aux essais sous pression, à l'exploitation et à la maintenance, au contrôle de la corrosion, à la formation et aux compétences du personnel, de même qu'à la déclaration des accidents et à la tenue de registres. L'Office of Pipeline Safety, qui fait partie de la PHMSA, procède à des inspections et applique la réglementation sur la sécurité pipelinière partout aux États-Unis. Tous les règlements et toutes les obligations de conformité en matière d'environnement, de sécurité et d'économie peuvent faire l'objet de modifications à l'initiative de la FERC, de la PHMSA ou d'autres agences fédérales américaines ayant compétence sur des aspects des activités des pipelines, notamment les règlements en matière d'environnement, d'économie et de sécurité. Les modifications apportées par la FERC à ses règlements ou à ses politiques pourraient avoir une incidence négative sur les gazoducs de Pembina, en rendant la construction, le prolongement ou l'expansion de ces pipelines plus coûteux, en entraînant des retards dans l'obtention de permis pour ces projets ou en ayant une incidence sur la probabilité de réussite de ces projets. De même, des modifications apportées aux règlements ou aux politiques de la FERC pourraient avoir une incidence négative sur les tarifs que les gazoducs de Pembina régis par la FERC peuvent imposer et sur la façon dont les activités de ces gazoducs sont exercées, que ces gazoducs soient régis par la FERC aux termes de la NGA ou de l'ICA. Pembina surveille continuellement les règlements actuels et ceux qui sont en cours de modification dans tous les territoires où elle exerce actuellement des activités ou dans lesquels elle pourrait prendre de l'expansion dans l'avenir, ainsi que les incidences éventuelles sur ses activités; toutefois, Pembina ne peut prédire les modifications réglementaires futures, et ces modifications se rapportant à la conformité et à la réglementation dans un ou plusieurs territoires pourraient avoir une incidence défavorable importante sur Pembina, ses résultats financiers et ses actionnaires.

En 2019, le gouvernement fédéral a procédé à une réforme du régime des évaluations environnementales et du régime fédéral de la réglementation de l'énergie au Canada. L'Office national de l'énergie (l'« **ONÉ** ») et la Loi sur l'ONÉ ont été remplacés par la RCE et la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (la « **Loi sur la RCE** »). De même, la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)* (Canada) (la « **LCEE** ») a été remplacée par la *Loi sur l'évaluation d'impact* (Canada) (la « **LEI** ») et l'Agence canadienne d'évaluation environnementale a été remplacée par la nouvelle LEI qui devient l'autorité chargée d'effectuer toutes les évaluations d'impact fédérales (anciennement, les « **évaluations environnementales** ») pour certains projets désignés en vertu de la LEI, sauf si elles sont renvoyées devant une commission. La liste des projets désignés qui sont soumis à une évaluation obligatoire en vertu de la LEI est semblable à celle de la LCEE; toutefois, la longueur des nouveaux pipelines visés par l'exigence d'une évaluation d'impact est passée de 40 km à 75 km. La LEI proposée contient également un processus d'évaluation de projet plus large que celui de la LCEE et prévoit une consultation améliorée avec les groupes qui peuvent être touchés par les projets proposés, tout en élargissant l'étendue des facteurs et des considérations qui doivent être pris en compte dans le cadre du processus d'évaluation de projets. La RCE continue de superviser les projets énergétiques fédéraux, interprovinciaux et internationaux approuvés de manière semblable au régime antérieur sous l'autorité de l'ONÉ, et les nouveaux projets seraient renvoyés devant une commission en vertu de la LEI. Le 16 juillet 2020, le gouvernement fédéral a publié l'évaluation stratégique des changements climatiques aux termes des dispositions de la LEI visant ces évaluations.

L'évaluation stratégique des changements climatiques impose les nouvelles exigences concernant les émissions de GES prévues aux projets visés par la LEI.

À ce stade, bien que quelques projets soient assujettis au nouveau régime d'évaluation d'impact fédéral, Pembina continue de surveiller activement les faits nouveaux se rapportant à ce nouveau régime. Dans la mesure où ces changements allongent le calendrier d'examen pour les projets ou étendent la portée des questions à examiner, le nouveau régime pourrait avoir une incidence importante sur les ressources en temps et en capital requises par Pembina pour demander et obtenir des approbations quant à la construction et à l'exploitation des pipelines interprovinciaux ou internationaux ou d'autres projets visés par la liste de projets de la LEI ou les pouvoirs ministériels de désignation aux termes de la LEI. Le nouveau régime pourrait donc avoir une incidence importante et directe sur l'entreprise et les résultats financiers de Pembina et pourrait avoir une incidence indirecte sur l'entreprise et les résultats financiers de Pembina, en se répercutant sur la situation financière et les projets de croissance de ses clients et, finalement, sur les niveaux de production et le débit des pipelines et des installations de Pembina.

La législation fédérale et étrangère, en particulier celle qui porte sur les investissements étrangers, comme la *Loi sur la concurrence* (Canada), la *Loi sur l'investissement Canada* (Canada) et la législation équivalente dans des territoires étrangers, pourrait également avoir une incidence sur l'entreprise et la situation financière de Pembina.

Rien ne garantit que des modifications apportées aux lois de l'impôt sur le revenu, aux lois ou politiques de nature réglementaire et environnementale ainsi qu'aux programmes incitatifs gouvernementaux relatifs aux industries pipelinière, du pétrole brut et du gaz naturel n'auront pas une incidence défavorable sur Pembina ou la valeur de ses titres.

Voir « *Autres renseignements relatifs à l'entreprise de Pembina — Réglementation de l'industrie* ».

Risques liés à l'exploitation

Les risques liés à l'exploitation comprennent notamment : les fuites de pipelines, les pannes ou défaillances d'équipement, de pipelines et d'installations, de systèmes d'information ou de procédés; la compromission des systèmes d'information et de contrôle; le rendement d'équipement inférieur aux niveaux prévus à l'origine (du fait d'une utilisation incorrecte, de la dégradation imprévue ou de défauts de conception, de construction ou de fabrication); les rejets aux terminaux routiers ou aux plaques tournantes; les rejets associés au chargement et au déchargement de substances potentiellement dangereuses des wagons ferroviaires ou des camions; les états de mer défavorables (y compris des tempêtes et des élévations du niveau de la mer) et les rejets ou déversements des cargos chargés au terminal portuaire de Pembina; le défaut de maintenir des stocks appropriés de pièces de rechange; les erreurs de la part d'opérateurs; les conflits de travail; les différends avec les installations interreliées et les transporteurs; les interruptions d'exploitation ou la répartition des ressources sur des réseaux ou à des raffineries de tiers qui pourraient empêcher la pleine utilisation des installations et des pipelines de Pembina ainsi que les catastrophes comme, notamment, celles liées aux changements climatiques et aux événements météorologiques extrêmes, y compris les incendies, les inondations et les autres calamités naturelles, les explosions, les déraillements de trains, les tremblements de terre, les grandes épidémies ou les flambées pandémiques, les actes de protestation ou de désobéissance civile, les actes terroristes et les sabotages ainsi que d'autres événements semblables, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Pembina et qui pourraient tous causer des perturbations des activités, des dommages aux actifs, des rejets connexes ou d'autres problèmes environnementaux et des retards au chapitre de la construction, de la main-d'œuvre et des matériaux. Pembina peut également être exposée à l'occasion à d'autres risques liés à l'exploitation qui ne sont pas mentionnés dans la phrase précédente. En outre, les conséquences de tout incident opérationnel (y compris par suite d'états de mer défavorables) à Vancouver Wharves ou impliquant un cargo chargé de produits à Vancouver Wharves pourraient être encore plus considérables en raison de la complexité inhérente au colmatage des fuites et à l'élimination des rejets survenant dans l'océan ou le long du littoral et/ou à la réparation des terminaux portuaires. Les fuites, les rejets ou autres incidents impliquant ces cargos, ou d'autres exploitants similaires le long de la côte ouest pourraient nuire considérablement à l'environnement et réduire, perturber et/ou retarder les activités de transport maritime outre-mer dans les régions touchées, y compris la capacité de Pembina d'exercer efficacement des activités à Vancouver Wharves. La survenance ou la poursuite de l'un des événements ci-dessus pourrait faire augmenter le coût d'exploitation des actifs de Pembina ou réduire les produits, ce qui aurait une incidence sur les résultats. De plus, les installations et les pipelines dépendent de l'électricité pour fonctionner. Une défaillance ou l'interruption des systèmes d'alimentation, de distribution ou de transport d'électricité à l'échelle locale ou régionale pourrait avoir un effet considérable sur le maintien des activités. En outre, une hausse importante du coût de l'énergie ou des combustibles pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les niveaux de profits réalisés lorsque les contrats pertinents ne prévoient pas de récupération de ces coûts. À long terme, les contraintes relatives au développement des

ressources naturelles pourraient subir les répercussions des initiatives ou des politiques en matière de changements climatiques, ce qui entraînerait des coûts d'exploitation, des retards ou des restrictions supplémentaires.

Pembina est déterminée à préserver la valeur pour les clients et les actionnaires en gérant de manière proactive le risque d'exploitation, et ce, en veillant à ce que ses activités soient exercées de manière sécuritaire et fiable. Les membres de la haute direction sont responsables de la supervision du risque d'exploitation et s'assurent par conséquent que des politiques, procédures et systèmes adéquats sont mis en place au sein de leurs unités d'exploitation respectives et que les contrôles internes sont efficaces. Pembina a également mis sur pied un vaste programme de gestion de l'intégrité du réseau pipelinier, qui comprend l'élaboration et l'utilisation d'outils d'inspection interne et d'autres techniques de détection des fuites. Les programmes de maintenance, d'excavation et de réparation de Pembina sont axés sur l'atténuation des risques et les ressources sont donc appliquées aux éléments qui sont les plus susceptibles de procurer de la valeur, et les infrastructures sont remplacées ou réparées selon les besoins. Pembina souscrit une assurance qui couvre une partie, mais non la totalité, des accidents selon les montants habituels pour des activités similaires, et cette garantie peut ne pas être suffisante pour compenser tous ces accidents. En outre, Pembina a un programme de gestion de la sécurité exhaustif conçu pour mitiger les risques liés à la sécurité.

Achèvement et calendrier des projets d'expansion

La réussite de la réalisation des projets de croissance et d'expansion de Pembina dépend de nombreux facteurs indépendants de la volonté de Pembina, y compris l'incidence de la conjoncture économique et des conditions commerciales et du marché, la disponibilité de capitaux à des conditions et à des taux acceptables pour Pembina, l'obtention des approbations des organismes de réglementation, la conclusion d'ententes commerciales à long terme avec les clients à l'égard de certaines parties des expansions, les échéanciers de construction, les difficultés ou les retards dans la mise en service, et les coûts qui peuvent varier selon l'offre, la demande et/ou l'inflation, la disponibilité de la main-d'œuvre, des matériaux et de l'équipement, l'inexécution des travaux par des sous-traitants, les actes de protestation ou de désobéissance civile, le terrorisme ou le sabotage, les conditions climatiques, le coût des services d'ingénierie et le remplacement des gouvernements ayant donné les approbations réglementaires requises. Il n'est pas certain et Pembina ne peut garantir que les approbations des organismes de réglementation nécessaires soient obtenues à des conditions qui maintiennent le rendement attendu du capital investi associé à un projet en particulier, si elles sont obtenues, ou que des ententes commerciales satisfaisantes avec des clients soient conclues en temps opportun ni même du tout, ou que des tierces parties se conforment aux obligations contractuelles dans les délais impartis. Des facteurs comme l'opposition manifestée par des groupes d'intérêts spéciaux, des obligations de consultation des Autochtones, des propriétaires fonciers et d'autres parties intéressées, la protestation ou la désobéissance civile, l'évolution du soutien accordé par les expéditeurs, et les modifications apportées au cadre législatif ou réglementaire pourraient tous avoir une incidence sur l'atteinte des jalons contractuels et réglementaires. Par conséquent, les coûts estimatifs et les dates d'achèvement des projets majeurs de Pembina peuvent changer pendant les différents stades du projet. Les projets à un stade peu avancé affrontent des défis supplémentaires, y compris l'obtention de baux, de servitudes, de droits de passage, de permis et/ou de licences auprès de propriétaires fonciers ou d'autorités gouvernementales permettant l'accès à de telles fins, ainsi que les obligations de consultation des Autochtones. Par conséquent, les coûts et les échéanciers de construction réels peuvent différer des estimations initiales et ces écarts peuvent être appréciables, et certains projets peuvent ne pas aller de l'avant comme prévu, ni même du tout. En outre, il existe un risque que l'entretien soit nécessaire plus souvent que prévu actuellement ou que des projets d'entretien des immobilisations importants s'imposent alors qu'ils n'avaient pas été prévus antérieurement.

Aux termes de la plupart des ententes de construction et d'exploitation de Pembina, la Société est tenue de construire les installations et les pipelines indépendamment des retards et des augmentations de coûts et Pembina assume le risque de dépassement de coûts. Les ententes futures conclues avec les clients à l'égard d'expansions peuvent prévoir des conditions similaires. Bien que Pembina n'ait actuellement connaissance d'aucun coût excédentaire important non divulgué à l'égard de ses projets actuels à la date des présentes, de tels coûts excédentaires pourraient avoir une incidence sur l'aspect économique de projets particuliers, ainsi que sur les activités d'exploitation et les résultats financiers de Pembina, ce qui pourrait réduire le rendement attendu du capital investi de Pembina, ce qui pourrait, à son tour, réduire le niveau des espèces disponibles pour le versement de dividendes et l'acquittement des obligations aux termes des titres d'emprunt de Pembina et de ses autres dettes.

Voir « *Facteurs de risque généraux — Ressources en capital et financement supplémentaires* » et « *Contrats conclus avec les clients* » ci-après.

Non-réalisation possible des avantages prévus de la stratégie d'entreprise

Pembina évalue continuellement la proposition de valeur visant les projets d'expansion, les nouvelles acquisitions et les dessaisissements. La planification et l'analyse des investissements sont fortement tributaires de l'exactitude des hypothèses prévisionnelles et dans la mesure où ces hypothèses ne se matérialisent pas, le rendement financier peut être moins élevé ou plus volatil que prévu. La volatilité de l'économie, les variations des coûts estimatifs, le défaut d'obtenir les permis et les approbations des autorités de réglementation, la délimitation de la portée des projets et l'évaluation des risques pourraient donner lieu à une perte de profits pour Pembina. Dans le cadre de sa stratégie courante, Pembina peut réaliser des acquisitions d'actifs ou d'autres entités à l'avenir. La réalisation des avantages à tirer des acquisitions réalisées et futures dépendra en partie du succès du regroupement des fonctions et de l'intégration des activités, des procédures et du personnel en temps opportun et d'une manière efficace ainsi que de la capacité de Pembina d'exploiter les possibilités de croissance prévues et les synergies découlant du regroupement des entreprises et des activités acquises avec celles de Pembina. Plus particulièrement, les acquisitions d'envergure peuvent comporter des risques importants au chapitre des prix et de l'intégration. L'intégration des entreprises et des entités acquises nécessite une affectation importante d'efforts, de temps et de ressources de la part de la direction, ce qui peut avoir pour effet d'accaparer l'attention et les ressources de la direction au détriment d'autres occasions stratégiques et de questions de nature opérationnelle au cours de ce processus. Le processus d'intégration peut également entraîner la perte d'employés-clés ainsi que la perturbation des relations avec les employés et les clients ainsi que des relations commerciales courantes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité de Pembina de tirer les avantages prévus de toute acquisition. Les acquisitions peuvent également exposer Pembina à des risques supplémentaires, notamment des risques liés à l'arrivée sur des marchés ou au début d'activités dans lesquels Pembina a peu d'expérience ou aucune expérience directe, les risques accrus de crédit par la prise en charge de dettes, de coûts et de passifs éventuels supplémentaires et l'exposition aux responsabilités de l'entreprise ou des actifs acquis.

Dans le cadre de son évaluation de la proposition de valeur, Pembina pourrait également vouloir se dessaisir d'actifs afin d'optimiser ses activités et son rendement financier. Toutefois, Pembina pourrait ne pas être en mesure de vendre certains actifs ou, si elle est en mesure de le faire, elle pourrait ne pas tirer le produit optimal ou voulu de la vente de ces actifs. De plus, la clôture de la vente d'actifs pourrait avoir lieu à un moment très différent du calendrier prévu de Pembina.

Voir « *Facteurs de risque généraux — Ressources en capital et financement supplémentaires* » ci-après.

Propriété conjointe et tiers exploitants

Certains des actifs de Pembina sont détenus en propriété conjointement et sont régis par des conventions de société de personnes ou d'actionnaires conclues avec des tiers. Par conséquent, certaines décisions portant sur ces actifs doivent être approuvées par une majorité simple des propriétaires, tandis que d'autres doivent être approuvées à l'unanimité par les propriétaires. De plus, certains de ces actifs sont exploités par des entités tierces non apparentées. Le succès de ces actifs dépend dans une certaine mesure de l'efficacité de la relation d'affaires et de la prise de décisions entre Pembina et le ou les autres propriétaires conjoints ainsi que de l'expertise des tiers exploitants et de leur capacité d'assurer l'exploitation et la maintenance des actifs. Bien que Pembina croie que des droits de gouvernance et d'autres droits contractuels prudents aient été mis en place, rien ne garantit que Pembina n'aura pas de différends avec des copropriétaires ou que les actifs exploités par des tiers auront le rendement attendu. Ces événements pourraient avoir des incidences sur l'exploitation ou les flux de trésorerie de ces actifs ou faire en sorte qu'ils ne soient pas exploités selon les attentes de Pembina, ce qui pourrait, à son tour, avoir des répercussions défavorables sur les activités d'exploitation et les résultats financiers de Pembina et pourrait réduire le rendement attendu du capital investi de Pembina, ce qui réduirait le niveau de la trésorerie disponible pour le versement de dividendes et l'acquittement des obligations aux termes des titres d'emprunt de Pembina et de ses autres dettes.

Remplacement des réserves, débit et demande de produits

Les produits des activités ordinaires que tire Pembina des activités pipelinières découlent de diverses ententes de tarification, y compris des conventions appliquant le principe de la rémunération des services, des ententes en fonction des coûts de service et des droits en fonction du marché. Par conséquent, une portion de ces produits des activités ordinaires visant les pipelines est grandement tributaire des débits de pétrole brut, de condensats, de LGN et de gaz naturel. Le débit futur des pipelines pour pétrole brut, LGN et gaz naturel ainsi que le remplacement des réserves de pétrole et de gaz dans les zones de desserte dépendront des activités des producteurs de ces régions en ce qu'elles concernent l'exploitation de leurs bassins de réserves existants, l'exploration et le développement de réserves supplémentaires et les améliorations technologiques entraînant des taux de récupération accrus. De même, les volumes de gaz naturel traités au moyen des actifs de traitement du gaz naturel de

Pembina dépendent de la production de gaz naturel dans les secteurs de desserte de l'entreprise de traitement du gaz et des pipelines connexes. Sans ajout aux réserves, ou sans expansion des zones de desserte, les volumes transportés par ces pipelines et traités dans ces installations diminueront au fil du temps à mesure que s'épuiseront les réserves. Parallèlement à l'épuisement des réserves de pétrole et de gaz, il est possible que les coûts de production augmentent par rapport à la valeur des réserves résiduelles existantes. Les producteurs pourraient alors être contraints de cesser la production ou de chercher d'autres modes de transport moins coûteux. Si ce facteur fait baisser les droits que perçoit Pembina, les flux de trésorerie affectés au versement de dividendes aux actionnaires et à l'acquittement des obligations aux termes des titres d'emprunt de Pembina et des autres dettes de Pembina pourraient s'en ressentir défavorablement.

À long terme, la capacité et la volonté des expéditeurs de poursuivre la production dépendront également en partie du niveau de la demande et des prix du pétrole brut, des condensats, des LGN et du gaz naturel sur les marchés desservis par les pipelines pour pétrole brut, LGN et gaz naturel et l'infrastructure de traitement et de collecte du gaz naturel dans lesquels Pembina détient une participation. Les producteurs peuvent limiter la production si le prix des produits baisse ou si les coûts de production augmentent.

Les événements de nature économique à l'échelle mondiale pourraient continuer d'avoir des répercussions considérables sur le prix du pétrole brut, des condensats, des LGN et du gaz naturel. Pembina ne peut prévoir les répercussions de la conjoncture économique ou de l'offre et de la demande futures, des mesures relatives à l'économie de carburant, des exigences relatives aux combustibles de remplacement, de la réglementation gouvernementale ou des progrès techniques sur le rendement du carburant et la production d'énergie dans les industries énergétique et pétrochimique ou la demande et les prix du gaz naturel, du pétrole brut, des condensats et des LGN à l'avenir. Un contexte de prix plus faibles des marchandises réduira généralement l'activité de forage, et par conséquent, la demande d'infrastructures de services intermédiaires pourrait diminuer. Il se peut que les travaux d'exploration des producteurs des secteurs de desserte de Pembina ne soient pas fructueux et que ceux-ci ne puissent développer d'autres réserves ni implanter des améliorations technologiques afin d'accroître les taux de récupération et de réduire les coûts de production au cours des périodes de prix plus faibles des marchandises, ce qui pourrait également faire fléchir la demande d'infrastructures de services intermédiaires.

Les cours futurs de ces hydrocarbures subissent l'effet de facteurs liés à l'offre et à la demande, notamment les conditions météorologiques et économiques en général ainsi que des circonstances économiques, politiques et autres liées aux autres régions productrices de pétrole brut et de gaz naturel, ces facteurs, conditions et circonstances étant tous indépendants de la volonté de Pembina. Le calendrier et le rythme de production à partir des réserves prouvées de gaz naturel raccordées aux raffineries sont au gré des producteurs et sont soumis à des contraintes réglementaires. Les producteurs ne sont pas tenus de prélever leurs réserves de gaz naturel, de sorte que les volumes de production sont au gré des producteurs. Des volumes plus faibles de production pourraient créer plus de concurrence pour l'approvisionnement en gaz naturel aux installations de traitement du gaz, ce qui pourrait donner lieu à des primes plus élevées de rétrécissement payées aux producteurs de gaz naturel. De plus, des volumes de production moindres pourraient entraîner une baisse de la demande pour les pipelines et de la capacité de traitement et pourraient nuire à la capacité de Pembina de renouveler des contrats à des conditions favorables avec les expéditeurs à mesure que les contrats actuels expirent.

Les actifs de traitement du gaz naturel de Pembina sont raccordés à divers réseaux pipeliniers principaux de tiers. Les interruptions d'exploitation ou l'affectation de ressources sur ces réseaux tiers peuvent empêcher l'utilisation à plein rendement des actifs de traitement de gaz de Pembina, ce qui peut avoir une incidence défavorable sur l'entreprise de Pembina.

Concurrence

Pembina livre concurrence à d'autres fournisseurs de pipelines, de services intermédiaires, de services de commercialisation et de traitement, de services de fractionnement et de services de manutention/d'entreposage dans les régions qu'elle dessert ainsi qu'à d'autres transporteurs de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel. L'introduction d'autres modes de transport concurrentiels dans les zones que dessert Pembina pourrait restreindre sa capacité de rajuster au besoin les tarifs qu'elle exige et entraîner la réduction du débit des pipelines de Pembina. En outre, les écarts de prix possibles à l'égard des composantes de LGN pourraient faire en sorte que celles-ci soient transportées par des gazoducs concurrents. Pembina est déterminée à lutter contre ces pressions concurrentielles, tant réelles qu'éventuelles, notamment par des conventions qui prévoient des secteurs privilégiés dans les régions géographiques où l'infrastructure pipelinière de Pembina est située, et elle estime être prête à y faire face. Pembina est également en concurrence avec d'autres entreprises concernant des occasions de croissance et d'affaires, notamment la concurrence relativement à de nouvelles occasions de développement possibles, ce qui pourrait avoir une incidence sur sa capacité de croître au moyen d'acquisitions et de mises en valeur et une incidence sur le bénéfice et les

flux de trésorerie disponibles pour verser des dividendes et s'acquitter des obligations aux termes des titres d'emprunt et des autres obligations relatives à la dette de Pembina.

Voir « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina* ».

Dépendance envers les principaux clients

Pembina vend des services et des produits à de grands clients situés dans les régions où elle exerce ses activités et dépend de plusieurs clients importants pour l'achat de produits au sein de la division de la commercialisation. Si, pour quelque raison que ce soit, ces parties n'étaient pas en mesure d'exécuter leurs obligations aux termes des diverses ententes conclues avec Pembina, les produits des activités ordinaires, les dividendes et les activités de la Société pourraient s'en ressentir. Voir « *Facteurs de risque généraux — Risque de crédit de contrepartie* » ci-après.

Contrats conclus avec les clients

Le débit des pipelines de Pembina est régi par des contrats de transport ou des ententes de tarification conclus avec différents producteurs de pétrole brut et de gaz naturel. Pembina est partie à de nombreux contrats de durées variées relativement à ses installations de collecte, de traitement et de fractionnement du gaz naturel ainsi qu'à ses services de terminal et d'entreposage. Un manquement de la part des cocontractants à ces contrats ou encore l'expiration ou la résiliation anticipée de ces contrats ou ententes de tarification sans renouvellement ou remplacement, si ces contrats sont importants pour l'entreprise et les activités de Pembina, pourrait avoir une incidence défavorable sur les activités et les résultats d'exploitation de Pembina, et rien ne garantit que les contrats de Pembina actuellement en vigueur seront renouvelés à la fin de leur durée, notamment à des conditions favorables pour Pembina, ou remplacés par d'autres contrats en cas de résiliation anticipée. Par ailleurs, certains contrats associés aux services décrits ci-dessus sont composés d'une combinaison d'engagements fermes et non fermes. Les produits des activités ordinaires que Pembina tire des engagements non fermes ou fermes sans service ferme dépendent des volumes de pétrole brut, de condensats, de LGN et de gaz naturel produits par les producteurs des régions géographiques visées. Par conséquent, une baisse des volumes de production dans ces régions, notamment en raison de la faiblesse des prix des produits de base, pourrait avoir des répercussions négatives sur les produits des activités ordinaires de Pembina.

Voir « *Description de l'entreprise et des activités de Pembina* ».

Risques liés aux baux et aux droits de passage

Certaines installations de Pembina et les infrastructures connexes sont situées sur des terrains occupés aux termes de baux conclus avec des tiers ou de licences concédées par des tiers qui doivent être renouvelés à l'occasion. L'incapacité de renouveler les baux ou les licences à des conditions acceptables pour Pembina pourrait réduire considérablement les activités de ces installations et pourrait occasionner des coûts de mise hors service connexes pour Pembina, conformément aux modalités de ces baux ou licences. L'aménagement fructueux de nouveaux pipelines ou de prolongements de pipelines existants dépend en partie de l'obtention de baux, de servitudes, de droits de passage, de permis et/ou de licences auprès de propriétaires fonciers ou d'autorités gouvernementales permettant l'accès aux terrains à ces fins. Le processus d'obtention de droits de passage ou d'accès semblables est de plus en plus complexe, particulièrement dans les zones densément peuplées ou écologiquement fragiles, entre autres. L'incapacité d'obtenir ces droits de passage ou d'accès semblables pourrait avoir une incidence défavorable sur les activités et les résultats financiers de Pembina.

Réputation

Le risque lié à la réputation est le risque que des événements particuliers touchant le marché ou la société, ou d'autres facteurs, nuisent à la réputation de Pembina auprès des principales parties intéressées. Dans le cadre de l'entreprise, des activités, des projets et des occasions de croissance de Pembina, nous devons entretenir des relations étroites avec nos principales parties intéressées, telles que les collectivités locales et autochtones et d'autres groupes directement touchés par les activités de la Société, ainsi que les gouvernements et les organismes gouvernementaux.

Beaucoup de décisions d'affaires sont susceptibles de nuire à la réputation de Pembina, ce qui peut avoir une incidence défavorable sur ses activités et sur la valeur de ses titres. Le risque lié à la réputation ne peut être géré indépendamment des autres risques. Le risque de crédit, le risque de marché, le risque d'exploitation, le risque d'assurance, le risque d'illiquidité, les risques d'ordre juridique et réglementaire et le risque technologique, entre autres, doivent tous être gérés de manière efficace afin de protéger la réputation de Pembina. La réputation de Pembina pourrait également subir les effets des mesures et des

activités d'autres sociétés exerçant des activités au sein de l'industrie énergétique, en particulier d'autres fournisseurs d'infrastructures énergétiques, qui échappent à la volonté de Pembina. Plus particulièrement, la réputation de Pembina pourrait subir les effets d'une publicité négative liée à des incidents de pipelines, à des plans d'expansion ou à de nouveaux projets, ou en raison de l'opposition de la part de personnes civiles ou d'organisations qui sont contre la mise en valeur de l'énergie, des sables bitumineux et des pipelines et, en particulier, le transport de la production des régions des sables bitumineux. En outre, la réputation de Pembina pourrait souffrir d'une modification des attitudes du public à l'égard des changements climatiques et des causes présumées de ceux-ci, qui est indépendante de la volonté de la Société. Parmi les incidences défavorables découlant d'une réputation compromise, que ce soit en conséquence de mesures prises par Pembina ou autrement, on compte une perte de produits des activités ordinaires, une diminution de la clientèle, des retards dans l'obtention des approbations réglementaires à l'égard de projets de croissance, un accès réduit au capital, une baisse de valeur des titres de Pembina et une capacité et une couverture d'assurance réduites.

Responsabilités et coûts liés à l'environnement

Les activités, les installations et l'acheminement de produits pétroliers de Pembina sont assujettis, tant à l'échelle nationale qu'aux échelons régionaux et locaux, à une législation et à une réglementation exhaustives en matière d'environnement et de santé et sécurité régissant, entre autres, les déversements de polluants dans l'air, sur terre et dans l'eau; la manutention et l'entreposage de produits pétroliers et de matières dangereuses; l'élimination des déchets; la protection de la santé et de la sécurité du personnel; la protection de l'environnement; et les enquêtes sur les contaminations et la restauration des sites contaminés. Les installations de Pembina pourraient être la proie d'accidents, de défaillances techniques ou d'autres situations imprévues susceptibles d'entraîner des déversements ou des émissions de polluants et/ou de causer des blessures, d'endommager des biens ou de donner lieu à des amendes, à des pénalités ou à d'autres sanctions. Pembina pourrait également être tenue responsable d'une contamination de l'environnement associée à ses activités et à ses biens présents ou passés.

Pour assurer l'exploitation de ses installations et pipelines, Pembina doit maintenir en vigueur un certain nombre d'autorisations environnementales et d'autres permis délivrés par les autorités gouvernementales, et soumettre ses installations à des inspections à l'occasion. Tout manquement à ces obligations peut entraîner une interruption du service ou des activités, ou des amendes ou pénalités, ou encore le besoin d'installer des technologies de contrôle de la pollution supplémentaires. Les licences et les permis doivent être renouvelés à l'occasion et rien ne garantit qu'une licence ou un permis sera renouvelé à des conditions identiques ou semblables à celles obtenues initialement. Rien ne garantit que Pembina pourra obtenir l'ensemble des licences, permis, enregistrements, approbations et autorisations qui peuvent être nécessaires pour exercer les activités qu'elle pourrait souhaiter entreprendre. En outre, si à tout moment les autorités réglementaires jugent qu'un pipeline ou une installation de Pembina est non sécuritaire ou non conforme aux lois applicables, elles pourraient ordonner sa fermeture. Certaines initiatives législatives environnementales importantes qui pourraient avoir une incidence importante sur l'entreprise, les résultats financiers et la situation financière de Pembina sont présentées ci-après.

Le 11 décembre 2020, le gouvernement fédéral a dévoilé son plan « Un environnement sain et une économie saine » (le « **nouveau plan climatique fédéral** »), qui vise à dépasser la précédente cible de réduction des émissions de GES à l'échelle nationale du gouvernement fédéral d'ici 2030 et à placer le Canada en bonne voie pour atteindre des émissions nettes nulles d'ici 2050. Le secteur pétrolier et gazier en amont devrait être à l'origine d'une partie considérable de la réduction requise pour atteindre ces objectifs. Le nouveau plan climatique fédéral met en place un certain nombre de mesures précises décrites ci-après, mais devrait également toucher la prise de décisions de tous les organismes du gouvernement fédéral, notamment les autorités de réglementation fédérales, en conformité avec, par exemple, l'application de l'évaluation stratégique des changements climatiques aux projets visés par la LEI, comme il est expliqué ci-dessus.

Le gouvernement fédéral a imposé un prix du carbone pancanadien initialement fixé à 20 \$ la tonne en 2019 et augmentant de 10 \$ la tonne par année pour atteindre 50 \$ la tonne en 2022. Aux termes du nouveau plan climatique fédéral, le prix du carbone augmentera de 15 \$ la tonne chaque année après 2022 pour atteindre 170 \$ la tonne en 2030. La *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (la « **LTPCGES** ») instaure un régime de tarification du carbone pour les provinces qui n'imposent pas de mesures provinciales suffisantes à cet égard. Le nouveau plan climatique fédéral indique que le gouvernement fédéral évaluera le caractère adéquat des mesures provinciales pour la tarification du carbone aux termes de la LTPCGES, ce qui pourrait entraîner une plus vaste application de la LTPCGES aux provinces et aux territoires. En 2020, la Cour d'appel de l'Alberta a conclu que la LTPCGES était inconstitutionnelle, après que deux contestations constitutionnelles de la LTPCGES par la Saskatchewan et l'Ontario eurent été rejetées en 2019. Les contestations constitutionnelles soulevées par l'Alberta, la Saskatchewan et l'Ontario ont été portées en appel devant la Cour suprême du Canada, qui a entendu l'affaire en 2020 mais qui, à l'heure actuelle, n'a pas encore rendu sa décision. Le Manitoba a également contesté la LTPCGES devant la

Cour fédérale. L'issue des contestations de la LTPCGES pourrait avoir une incidence importante sur la façon dont les émissions de GES sont régies dans l'ensemble du Canada, notamment dans les provinces dont il est question ci-après.

Le Règlement fédéral sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont) (le « **règlement fédéral sur le méthane** »), qui requiert une réduction des émissions de gaz fugitives et rejetées dans l'atmosphère provenant du secteur pétrolier et gazier en amont, est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2020. Selon le nouveau plan climatique fédéral, le gouvernement fédéral fera rapport sur l'efficacité du règlement fédéral sur le méthane en 2021 et le règlement fédéral sur le méthane devrait devenir plus sévère en 2025, si ce n'est pas avant. Les activités et les clients de Pembina pourraient se voir imposer des coûts supplémentaires en raison du règlement fédéral sur le méthane.

Le gouvernement fédéral travaille également à l'élaboration de la Norme sur les combustibles propres qui exigera que tous les producteurs et importateurs de combustibles fossiles liquides au Canada réduisent ou compensent l'intensité en carbone des combustibles qu'ils produisent ou importent. La version définitive du règlement mettant en application la Norme sur les combustibles propres est attendue à la fin de 2021. Pembina continuera de surveiller l'évolution de la réglementation sur les combustibles fossiles liquides. Les coûts et les avantages éventuels de la Norme sur les combustibles propres pour Pembina et ses clients continuent d'être évalués.

L'Alberta ne satisfait que partiellement aux exigences fédérales quant à la tarification du carbone et est assujettie à la redevance fédérale sur les combustibles en vertu de la LTPCGES à compter du 1^{er} janvier 2020. La redevance sur les combustibles était de 20 \$ la tonne le 1^{er} janvier 2020 et a augmenté à 30 \$ la tonne le 1^{er} avril 2020.

Le règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction* (le « **TIER** ») a remplacé le *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* (le « **CCIR** ») en tant que régime d'attribution des émissions fondé sur la production visant les émetteurs dotés de grandes installations de l'Alberta le 1^{er} janvier 2020. Le TIER continue de faciliter les réductions d'émissions relatives aux installations qui ont émis 100 000 tonnes de GES ou plus en 2016 ou au cours de toute année subséquente. Pour les installations assujetties au TIER, il remplace le régime fédéral de prix du carbone fondé sur la production qui est prévu dans la LTPCGES. Pembina a trois installations de traitement du gaz naturel qui sont assujetties au TIER. À l'heure actuelle, les incidences opérationnelles et financières sont minimales et ne devraient pas changer de manière importante au cours des prochaines années. Au fur et à mesure que davantage d'installations sont agrandies et augmentent leur production, on peut s'attendre à ce que des installations supplémentaires deviennent assujetties au TIER. Les coûts et les avantages éventuels pour Pembina de ces installations aux termes du TIER sont en cours d'évaluation.

En vertu d'un accord d'équivalence avec le gouvernement fédéral, qui est entré en vigueur le 26 octobre 2020, le règlement fédéral sur le méthane ne s'applique pas actuellement en Alberta. L'application du règlement fédéral sur le méthane en Alberta peut changer en 2023 ou plus tôt à mesure que le gouvernement fédéral travaille pour atteindre ses cibles souhaitées de réduction des émissions de gaz. Le règlement intitulé *Methane Emission Reduction Regulation* est entré en vigueur en Alberta le 1^{er} janvier 2020 et, avec certaines directives de l'AER, il impose en grande partie les mêmes contraintes que le règlement fédéral sur le méthane.

Le gouvernement de l'Alberta, dans sa législation et ses lignes directrices en matière de changements climatiques, a fixé par voie législative un plafond global pour les émissions de GES provenant des sables bitumineux, qui correspond à un maximum de 100 mégatonnes par année. L'exploitation des sables bitumineux génère actuellement environ 70 mégatonnes d'émissions par année. Ce plafond fixé par voie législative pourrait limiter la croissance de la production des sables bitumineux dans l'avenir.

Des examens semblables des politiques sur les changements climatiques sont en cours en Colombie-Britannique, en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario. Sous réserve de l'issue des contestations de la LTPCGES susmentionnées, le régime de tarification du carbone prévu dans la LTPCGES s'applique actuellement à divers degrés en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario. La Colombie-Britannique a un régime de tarification du carbone distinct comportant un niveau du prix du carbone en grande partie équivalent à celui prévu dans la LTPCGES. Le règlement fédéral sur le méthane s'applique en Ontario et au Manitoba, mais pas à l'heure actuelle, en raison d'accords d'équivalence semblables à celui en vigueur en Alberta, en Colombie-Britannique ou en Saskatchewan. L'Ontario a également apporté des modifications importantes à sa *Loi sur les évaluations environnementales* le 21 juillet 2020. L'incidence de ces modifications n'a pas encore été déterminée.

En participant activement aux associations de l'industrie et en communiquant directement avec les organismes de réglementation, Pembina continuera de surveiller et d'évaluer les incidences importantes de la réglementation et des politiques pour son entreprise au fur et à mesure qu'elles continueront d'être élaborées.

Bien que Pembina soit d'avis que ses activités actuelles respectent l'ensemble des lois applicables en matière d'environnement, de santé et de sécurité, rien ne garantit qu'elle n'engagera pas de coûts et ne contractera pas d'obligations considérables en raison du non-respect de ces lois. De plus, il se peut que d'autres changements, comme la modification des lois et règlements sur l'environnement, la santé et la sécurité et des politiques de mise en application de ceux-ci, y compris en ce qui a trait aux changements climatiques, des réclamations pour dommages matériels ou corporels découlant des activités de Pembina, ainsi que la découverte de responsabilités environnementales préexistantes liées aux biens ou aux activités actuels ou futurs de Pembina, entraînent des coûts et obligations d'importance pour Pembina. Si Pembina ne peut récupérer ces coûts ou la tranche correspondant à leur majoration par le truchement d'une assurance ou d'un accroissement des droits, les flux de trésorerie affectés au versement de dividendes aux actionnaires et à l'acquittement des obligations aux termes des titres d'emprunt de Pembina et des autres dettes de Pembina pourraient s'en ressentir défavorablement.

L'évolution des règlements et des lois sur l'environnement, la santé et la sécurité, y compris en ce qui a trait aux changements climatiques, pourrait aussi avoir une incidence sur les clients de Pembina et pourrait faire en sorte que le développement et la production de pétrole brut et de gaz naturel deviennent non rentables, ce qui aurait une incidence sur le débit des réseaux et des installations de Pembina ainsi que sur les produits des activités ordinaires qu'elle en tire.

Voir « *Remplacement des réserves, débit et demande de produits* » ci-dessus.

Bien que Pembina maintienne en vigueur une assurance contre les dommages causés par les fuites ou la pollution provenant de ses pipelines ou de ses installations d'un montant qu'elle juge prudent et conforme aux normes de l'industrie, certaines clauses de cette assurance peuvent en limiter la disponibilité en ce qui a trait à certains événements, à moins qu'ils ne soient découverts dans des délais précis qui sont habituellement de 72 heures à 30 jours. Bien que Pembina estime qu'elle est dotée de systèmes de surveillance des pipelines suffisants pour repérer tout déversement important de produit, si elle n'est pas au courant du problème ou n'est pas en mesure de le localiser dans les délais pertinents, la garantie d'assurance peut devenir déchue et pourrait ne pas s'appliquer.

Coûts d'abandon

Pembina est responsable du respect de l'ensemble des lois et des règlements applicables concernant les activités de démantèlement, de mise hors service, de protection de l'environnement, de remise en état et de remédiation liées à l'abandon de ses réseaux de pipelines et autres actifs à la fin de leur durée de vie utile, et les coûts d'abandon peuvent être importants. Une provision comptable est faite pour le coût estimatif de la remise en état des sites et est comptabilisée dans la catégorie d'actifs pertinente. Une provision est reconnue si, par suite d'un événement passé, Pembina a une obligation juridique ou implicite actuelle, dont le montant peut être estimé de manière fiable, pour laquelle il est probable qu'une sortie de trésorerie représentative d'avantages économiques sera requise pour régler l'obligation. Les estimations que Pembina fait des coûts de ces abandons et mises hors service pourraient être nettement différentes des coûts réels engagés. Pour obtenir de plus amples renseignements concernant la valeur actualisée nette estimative des obligations liées à la mise hors service de Pembina, voir la note 18 afférente aux états financiers consolidés de Pembina, note qui est intégrée par renvoi dans les présentes.

Le produit tiré de l'aliénation de certains actifs, notamment en ce qui a trait à certains réseaux de pipelines et au contenu des conduites, peut servir à compenser les coûts d'abandon. Pembina peut à l'avenir juger prudent ou être tenue par les lois ou les règlements applicables d'établir et de provisionner des réserves supplémentaires au titre de la remise en état en vue du paiement des coûts d'abandon futurs. Ces réserves pourraient diminuer les flux de trésorerie affectés au versement de dividendes aux actionnaires et à l'acquittement des obligations aux termes des titres d'emprunt de Pembina et des autres dettes de Pembina.

À sa connaissance, Pembina s'est conformée aux exigences de la RCE à l'égard de ses pipelines en propriété exclusive régis par la RCE pour le financement des coûts d'abandon et a effectué les dépôts de conformité qui sont nécessaires aux termes des règles et des règlements de la RCE applicables relativement à l'abandon de ses réseaux de pipelines et actifs. Pembina a également une participation dans des pipelines régis par la RCE, notamment dans le gazoduc d'Alliance et les réseaux Tupper et Kerrobert, qui sont exploités par ses coentrepreneurs ou conjointement avec ceux-ci. Pembina et le coentrepreneur concerné sont responsables du financement des coûts d'abandon et des dépôts de conformité auprès de la RCE pour ces pipelines régis par la RCE. Pembina continuera de surveiller les modifications réglementaires avant le prochain examen quinquennal et effectuera les déclarations annuelles requises par la RCE.

Frais d'exploitation et dépenses en immobilisations

Les frais d'exploitation et les dépenses en immobilisations des actifs de Pembina peuvent varier de façon significative par rapport aux valeurs et aux taux actuels et prévus et représentent des composantes importantes du coût de la fourniture des services. De façon générale, les coûts associés au matériel peuvent augmenter à mesure que le matériel vieillit. En outre, les frais d'exploitation et les dépenses en immobilisations peuvent augmenter en raison de divers facteurs indépendants de la volonté de Pembina, notamment la conjoncture économique générale, le contexte commercial et l'état du marché, ainsi que l'offre et la demande pour les biens et/ou services requis et/ou l'inflation s'y rapportant. Les dividendes pourraient diminuer si les frais d'exploitation ou les dépenses en immobilisations augmentaient de manière significative, ce qui pourrait également avoir une incidence sur la capacité de Pembina de s'acquitter de ses obligations aux termes de ses titres d'emprunt et de ses autres dettes.

Bien que certains frais d'exploitation soient recouverts au moyen des droits imposés respectivement sur les volumes de gaz naturel traités et les volumes de pétrole brut et de LGN transportés, dans la mesure où ces droits augmentent, les producteurs pourraient rechercher d'autres solutions moins coûteuses ou mettre un terme à leur production de pétrole brut et/ou de gaz naturel.

Risques liés au transport ferroviaire des LGN

Les activités d'exploitation de Pembina comprennent des installations de chargement, de déchargement et de terminal. Pembina se fie aux chemins de fer et aux camions pour distribuer ses produits aux clients et pour transporter des matières premières à ses installations de traitement. Les coûts découlant de dommages environnementaux, de dommages matériels et/ou de dommages corporels en cas d'incident ferroviaire impliquant des hydrocarbures ont le potentiel d'être importants. À l'heure actuelle, la *Loi sur la sécurité ferroviaire* (Canada), qui régit l'exploitation d'équipement ferroviaire, ne prévoit pas de démarches d'exécution réglementaires contre les expéditeurs, mais les consignateurs et les expéditeurs peuvent faire l'objet de démarches réglementaires en vertu de la *Loi sur le transport des marchandises dangereuses* (Canada), laquelle précise les obligations des expéditeurs quant à l'identification et à la classification des marchandises dangereuses, au choix d'un équipement approprié et à la préparation de documents d'expédition. Alors que la *Loi sur les transports au Canada* a été modifiée en 2015 pour empêcher les compagnies de chemin de fer de transférer la responsabilité à l'égard de réclamations de tiers aux expéditeurs au moyen de la seule publication de tarifs, les grandes sociétés ferroviaires au Canada ont adopté des dispositions contractuelles standard visant à mettre en œuvre un tel transfert. En vertu de diverses lois environnementales tant au Canada qu'aux États-Unis, Pembina pourrait être tenue responsable de dommages environnementaux causés par des hydrocarbures chargés à ses installations ou transportés sur ses wagons ferroviaires loués. Pembina atténue partiellement ce risque en souscrivant une assurance, mais cette assurance pourrait ne pas être suffisante en cas d'incident.

Des incidents ferroviaires survenus au Canada et aux États-Unis ont poussé les organismes de réglementation à entreprendre l'examen des règles de transport et à publier diverses directives. Les organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis ont commencé à mettre en place progressivement des normes d'ingénierie plus sévères pour les wagons-citernes utilisés pour transporter des hydrocarbures, qui exigent la mise à niveau de tous les wagons-citernes en Amérique du Nord qui transportent du pétrole brut ou de l'éthanol et la conformité de tous les wagons-citernes qui transportent des liquides inflammables dans les délais prescrits. De plus, en 2020, le gouvernement du Canada a enjoint au secteur de revoir et de mettre à jour les règles concernant le transport du pétrole brut et des gaz de pétrole liquéfiés. Bien que la plupart des modifications législatives et réglementaires s'appliquent directement aux sociétés ferroviaires, les coûts associés à la modernisation des locomotives et des wagons porte-rails, à la mise en œuvre des systèmes de sécurité et au renforcement des exigences d'inspection et de communication de l'information peuvent être transférés indirectement à Pembina par voie de tarifs de fret et de coûts de location de wagons accrus. En outre, les autorités de réglementation au Canada et aux États-Unis ont mis en œuvre des modifications qui imposent directement aux consignateurs et aux expéditeurs, comme Pembina, des obligations relativement à la certification des produits, des procédures visant l'équipement et des procédures d'intervention en cas d'urgence.

Dans le cas où Pembina serait en fin de compte responsable de dommages découlant de ses activités liées au transport ferroviaire des LGN, contre lesquels elle ne peut s'assurer, ou des coûts ou des obligations supplémentaires seraient imposés à Pembina par suite de nouveaux règlements, l'entreprise, l'exploitation et les perspectives d'avenir de Pembina pourraient s'en ressentir de même que le bénéfice et les flux de trésorerie disponibles pour le versement de dividendes et l'acquittement des obligations de Pembina aux termes des titres d'emprunt de Pembina et de ses autres dettes.

Facteurs de risque liés aux titres de Pembina

Dilution pour les actionnaires

Pembina est autorisée à émettre, entre autres catégories d'actions, un nombre illimité d'actions ordinaires moyennant une contrepartie, aux conditions qu'établira le conseil d'administration, sans l'approbation des actionnaires dans certains cas. Les actionnaires existants n'ont pas de droits préférentiels de souscription relativement à ces autres émissions. Une émission d'actions ordinaires peut avoir un effet de dilution pour les actionnaires actuels.

Facteurs de risque relatifs aux activités de Pembina et à la propriété des titres

Voici une liste de certains facteurs de risque inhérents aux activités de Pembina et à la propriété de ses titres :

- le niveau d'endettement de Pembina à quelque moment que ce soit pourrait nuire à la capacité de Pembina d'obtenir un financement supplémentaire en temps opportun pour tirer parti des occasions d'affaires qui peuvent se présenter, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la valeur de ses titres;
- le versement et le montant des dividendes futurs de Pembina sont incertains, puisque la politique en matière de dividendes de Pembina et les fonds disponibles à l'occasion pour le versement de dividendes seront tributaires, notamment, des flux de trésorerie provenant de l'exploitation de Pembina et de ses filiales, des fonds nécessaires à l'exploitation de Pembina, de l'exécution de sa stratégie de croissance et du respect des critères de solvabilité imposés par la BCAA pour la déclaration et le versement de dividendes;
- Pembina peut faire des acquisitions futures ou conclure des financements ou d'autres opérations comportant l'émission de titres de Pembina qui peuvent avoir un effet de dilution pour les porteurs des titres de Pembina;
- l'incapacité de Pembina de gérer la croissance efficacement et d'exploiter les occasions de croissance devant découler d'acquisitions et de nouveaux projets pourrait nuire à son entreprise, à ses activités et à ses perspectives, ce qui pourrait également avoir une incidence défavorable sur la valeur de ses titres;
- la valeur marchande des actions ordinaires pourrait se détériorer de façon importante si Pembina n'est pas en mesure d'atteindre ses objectifs en matière de versements de dividendes en espèces ou de verser des dividendes en espèces à l'avenir.

Valeur marchande des actions ordinaires et des autres titres

Pembina ne peut prédire à quel prix les actions ordinaires, les actions privilégiées de catégorie A ou les autres titres qu'elle émet seront négociés à l'avenir. Les actions ordinaires, les actions privilégiées de catégorie A et les autres titres de Pembina ne se négocieront pas nécessairement à des valeurs déterminées uniquement d'après la valeur sous-jacente des actifs de Pembina. L'un des facteurs qui peuvent influencer sur le cours des actions ordinaires et des actions privilégiées de catégorie A est le rendement en dividende annuel de ces titres. Une augmentation des taux d'intérêt peut amener les porteurs et/ou les acquéreurs d'actions ordinaires ou d'actions privilégiées de catégorie A à exiger un rendement en dividende annuel plus élevé, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le cours des actions ordinaires ou des actions privilégiées de catégorie A. De plus, le cours des actions ordinaires et des actions privilégiées de catégorie A peut être influencé par des annonces de faits nouveaux, des variations des résultats d'exploitation de Pembina, l'incapacité de répondre aux attentes des analystes, la modification des notes, l'évolution des conditions générales du marché, les fluctuations du marché des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt et d'autres facteurs indépendants de la volonté de Pembina.

Par conséquent, les porteurs sont invités à consulter des conseillers juridiques, des conseillers en fiscalité et des conseillers en placement indépendants pour obtenir des conseils concernant la détention d'actions ordinaires ou d'actions privilégiées de catégorie A et d'autres titres émis par Pembina.

Facteurs de risque généraux

Santé et sécurité

L'exploitation de l'entreprise de Pembina est soumise aux dangers de la collecte, du traitement, du transport, du fractionnement, de l'entreposage et de la commercialisation d'hydrocarbures. Ces dangers comprennent, entre autres, des éruptions de puits, des incendies, des explosions, des fuites de gaz, y compris de gaz corrosif, la migration de substances dangereuses, des déversements de pétrole, la corrosion et des actes de vandalisme et de terrorisme. Ces dangers peuvent interrompre les activités, nuire à la réputation de Pembina, entraîner des décès ou des lésions corporelles aux travailleurs ou aux sous-traitants de la Société, entraîner la perte d'équipement, de biens, de systèmes de technologie de l'information, de systèmes de données et de contrôle connexes ou des dommages à ceux-ci, ou causer des dommages à l'environnement, notamment la pollution de l'eau, du sol ou de l'air. En outre, plusieurs des réseaux de pipelines de la Société et des actifs connexes sont exploités à proximité de zones peuplées, et un incident important pourrait entraîner des lésions corporelles ou des décès au sein de la population. Un incident touchant la sécurité publique pourrait également entraîner une atteinte à la réputation de la Société, des coûts de réparation importants ou une hausse des frais d'exploitation et d'assurance des actifs de Pembina.

Ressources en capital et financement supplémentaires

Le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations et des apports aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de Pembina et la capacité de Pembina de rembourser ou de refinancer ses dettes existantes à mesure qu'elles deviennent exigibles ont une incidence directe sur le montant de l'encaisse dont Pembina dispose pour verser des dividendes. Les projets d'acquisition et d'expansion d'actifs futurs de Pembina, les autres dépenses en immobilisations et le remboursement ou le refinancement des dettes existantes à mesure qu'elles deviennent exigibles peuvent être financés au moyen des flux de trésorerie provenant de l'exploitation, de l'émission d'actions ordinaires, d'actions privilégiées de catégorie A ou d'autres titres supplémentaires (y compris des titres d'emprunt) de Pembina, ainsi que d'emprunts. Les dividendes peuvent être réduits ou même éliminés lorsque des dépenses en immobilisations ou d'autres dépenses importantes sont engagées. Rien ne garantit que des capitaux suffisants pourront être mobilisés, ou qu'ils pourront l'être selon des modalités acceptables pour Pembina, pour effectuer des investissements supplémentaires, financer des expansions futures ou engager d'autres dépenses en immobilisations nécessaires. Pendant les périodes de faiblesse de l'économie mondiale et, en particulier, des secteurs industriels liés aux marchandises, Pembina peut avoir un accès limité aux capitaux et des frais d'emprunt accrus. La capacité de Pembina à réunir des capitaux dépend, notamment, de l'état général des marchés des capitaux, de la note de solvabilité de Pembina, de la demande des investisseurs pour des placements dans le secteur de l'énergie et de la demande pour les titres de Pembina. Dans la mesure où il devient difficile, voire impossible, selon des modalités acceptables, du fait de l'état des marchés du crédit ou d'autres facteurs, d'accéder à des sources externes de capital, y compris l'émission d'actions ordinaires, d'actions privilégiées de catégorie A ou d'autres titres supplémentaires, ou à des facilités de crédit additionnelles, la capacité de Pembina d'engager les dépenses en immobilisations nécessaires pour maintenir ou accroître ses activités, rembourser la dette impayée ou investir dans des actifs, selon le cas, pourrait être touchée défavorablement. Dans la mesure où Pembina est tenue d'utiliser des flux de trésorerie provenant de l'exploitation pour financer des dépenses en immobilisations ou des acquisitions ou pour rembourser des dettes existantes à mesure qu'elles deviennent exigibles, le niveau des dividendes payables pourrait être réduit.

Risque de crédit de contrepartie

Le risque de crédit de contrepartie représente la perte financière que Pembina pourrait subir si une contrepartie à un instrument financier ou à un contrat commercial ne s'acquittait pas de ses obligations contractuelles envers Pembina conformément aux modalités et conditions de ces instruments ou contrats conclus avec elle. Le risque de crédit de contrepartie découle principalement des placements à court terme de Pembina, de ses créances clients et autres créances d'exploitation, des avances consenties à des parties liées, ainsi que des contreparties à ses instruments financiers dérivés.

Pembina continue de surveiller de près et de réévaluer la solvabilité de ses contreparties, y compris des institutions financières. Pembina pourrait réduire ou atténuer son exposition à certaines contreparties lorsque les circonstances le justifient et que les modalités contractuelles le permettent. Pembina gère le risque de crédit de contrepartie au moyen de techniques de gestion du crédit établies, y compris la réalisation d'évaluations exhaustives, notamment financières, à l'égard de toutes les nouvelles contreparties et d'examen périodiques des contreparties actuelles pour établir et surveiller la solvabilité des contreparties, fixer des limites d'exposition, surveiller l'exposition par rapport à ces limites et tenter d'obtenir des garanties financières lorsque les circonstances le justifient et que les conditions contractuelles le permettent. Pembina a recours à diverses sources

de renseignements financiers, de crédit et commerciaux pour évaluer la solvabilité d'une contrepartie, y compris les notes externes, le cas échéant, et dans d'autres cas, l'analyse détaillée des états financiers afin d'en arriver à une note interne fondée sur des facteurs quantitatifs et qualitatifs. L'établissement de limites d'exposition à une contrepartie est régi par une matrice de limite d'exposition à une contrepartie désignée par un conseil qui représente les montants en dollars maximaux de l'exposition à une contrepartie par note de solvabilité qui peuvent être approuvés pour une contrepartie en particulier.

Les garanties financières de contreparties peuvent inclure des cautionnements, des lettres de crédit et des espèces. Au 31 décembre 2020, des lettres de crédit d'un montant total d'environ 130 M\$ (90 M\$ au 31 décembre 2019) étaient détenues principalement à l'égard de créances clients.

En règle générale, Pembina a recouvré ses créances d'exploitation intégralement. Au 31 décembre 2020, environ 94 % (95 % au 31 décembre 2019) des créances d'exploitation étaient à court terme. Pembina a un privilège général et une sûreté de premier rang permanente ainsi qu'une charge garantie grevant tous les produits pétroliers d'un expéditeur qu'elle a en sa possession. Le risque de non-recouvrement est considéré comme faible, et aucune perte de valeur importante sur des créances clients ou d'autres créances d'exploitation n'a été constatée à la date des présentes.

Pembina surveille et gère sa concentration du risque de crédit de contrepartie de façon permanente. Pembina évalue également le risque de contrepartie dans la perspective de son exposition future avec des contreparties actuelles ou nouvelles qui soutiennent des projets de développement des investissements en capital futurs. Pembina est d'avis que ces mesures sont prudentes et permettent une gestion efficace de son risque de crédit de contrepartie, mais il n'est pas certain qu'elles protègent Pembina contre toutes les pertes importantes. Dans le cadre de ses activités courantes, Pembina doit équilibrer ses risques de marché et de crédit de contrepartie lorsqu'elle prend des décisions commerciales.

Service de la dette

Au 31 décembre 2020, Pembina avait une exposition à des taux d'intérêt variables sur des dettes d'environ 1,2 G\$ (2,1 G\$ en 2019). Certains emprunts contractés à des taux variables ont été changés en emprunts à taux fixes au moyen d'instruments financiers dérivés.

Les fluctuations des taux d'intérêt et les remboursements de capital prévus, s'ils sont nécessaires aux termes des ententes bancaires de Pembina, pourraient entraîner des modifications appréciables des montants à affecter au service de la dette avant le versement de dividendes. Certains engagements dans les ententes de Pembina conclues avec ses prêteurs peuvent également limiter certains paiements et les dividendes versés par Pembina.

Pembina et ses filiales sont autorisées à emprunter des fonds pour financer l'achat de pipelines et d'autres actifs d'infrastructure énergétique, pour financer les dépenses en immobilisations ou d'autres obligations financières ou dépenses relativement à ces actifs et pour les besoins en fonds de roulement. Les montants payés à l'égard de l'intérêt et du capital sur les dettes contractées relativement à ces actifs réduisent le montant des flux de trésorerie disponibles aux fins du versement de dividendes sur les actions ordinaires. Pembina est également tenue de respecter certains engagements financiers aux termes des facilités de crédit et est assujettie à des restrictions d'usage concernant ses activités, notamment les restrictions concernant l'attribution de sûretés, les emprunts contractés et la vente de ses actifs.

Les prêteurs aux termes des facilités de crédit de Pembina ont reçu des cautionnements et bénéficié de conventions de subordination. Si Pembina n'est plus en mesure de payer les frais relatifs au service de sa dette ou est par ailleurs en défaut, le remboursement des prêteurs aux termes des facilités de crédit aura priorité de rang sur les dividendes.

Bien que Pembina estime que ses facilités de crédit existantes sont suffisantes pour combler ses besoins de liquidité immédiats, rien ne garantit que le montant disponible aux termes de celles-ci suffira pour acquitter les obligations financières futures de Pembina ou que des fonds supplémentaires pourront être obtenus, ou pourront l'être selon des modalités acceptables pour Pembina.

Notes de solvabilité

Les agences de notation évaluent régulièrement Pembina et fondent leurs notes relatives aux titres de créance à long terme et à court terme et aux actions privilégiées de catégorie A de Pembina sur plusieurs facteurs, notamment la solidité financière de Pembina, de même que sur des facteurs qu'elle ne contrôle pas entièrement, dont la conjoncture du secteur dans lequel Pembina exerce habituellement ses activités et l'état général de l'économie. Rien ne garantit qu'une ou plusieurs des notes de

solvabilité de Pembina ne seront abaissées. L'abaissement d'une note de solvabilité pourrait également limiter l'accès de Pembina aux marchés des titres de créance et des actions privilégiées.

Les notes de solvabilité de Pembina ont une incidence directe sur ses coûts d'emprunt et sa capacité de mobiliser des fonds. Les notes de solvabilité peuvent être importantes pour les fournisseurs ou les cocontractants lorsque ceux-ci veulent effectuer certaines opérations avec Pembina. L'abaissement d'une note de solvabilité pourrait empêcher Pembina de conclure des ententes avec des fournisseurs ou des cocontractants ou de réaliser certaines opérations, limiter l'accès de Pembina aux marchés privés et publics du crédit ou augmenter ses coûts d'emprunt dans le cadre de ses facilités de crédit actuelles. L'abaissement d'une note de solvabilité pourrait aussi limiter l'accès de Pembina aux marchés des titres de créance et des actions privilégiées.

Dépendance envers la direction, des personnes clés et une main-d'œuvre qualifiée

Pembina dépend de la haute direction et des administrateurs de la Société pour ce qui a trait à la gouvernance, à l'administration et à la gestion de toutes les affaires se rapportant à Pembina ainsi qu'à ses activités et à son administration. La perte des services fournis par des personnes clés pourrait avoir une incidence défavorable sur Pembina. De plus, les activités de Pembina nécessitent le recrutement et le maintien en poste d'une main-d'œuvre qualifiée, y compris des ingénieurs, du personnel technique et d'autres professionnels. Pembina fait concurrence à d'autres sociétés du secteur de l'énergie pour cette main-d'œuvre qualifiée. Si la Société n'est pas en mesure de maintenir en poste les employés actuels et/ou de recruter de nouveaux employés ou des employés ayant des compétences, des connaissances et de l'expérience comparables, l'entreprise et les activités de Pembina pourraient s'en ressentir. Les coûts associés au recrutement et au maintien en poste de personnes clés et d'une main-d'œuvre qualifiée pourraient avoir une incidence défavorable sur les occasions d'affaires et les résultats financiers de Pembina, et rien ne garantit que Pembina continuera d'attirer et de fidéliser tout le personnel nécessaire au développement et à l'exploitation de son entreprise.

Revendications territoriales autochtones et obligations de consultation

Les peuples autochtones ont revendiqué le titre et des droits à l'égard d'une partie importante des terres dans l'Ouest canadien. Le fait de réussir à faire valoir un titre autochtone ou d'autres revendications de droits ancestraux pourrait avoir une incidence défavorable sur la production de pétrole brut et de gaz naturel ou le développement des sables bitumineux dans l'Ouest canadien et pourrait entraîner une baisse de la demande pour les actifs et les infrastructures de Pembina qui desservent ces régions, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise et les activités de Pembina.

Au Canada, les gouvernements fédéral et provinciaux (la « **Couronne** ») ont le devoir de consulter et, au besoin, d'accommoder les peuples autochtones si les intérêts de ceux-ci peuvent être touchés par une mesure ou une décision de la Couronne. Les mesures de la Couronne comprennent la décision d'accorder une approbation réglementaire à l'égard d'activités susceptibles d'avoir une incidence sur les droits, les intérêts ou les terres des Autochtones. La Couronne peut s'en remettre aux démarches entreprises par un organisme de réglementation pour s'acquitter de son devoir de consultation et d'accommodement, en totalité ou en partie. Par conséquent, les procédures établies par des organismes de réglementation tels que l'AER, la OGCCB, le EAOB et la RCE comportent souvent une évaluation des revendications de droits ancestraux et des obligations de consultation. Bien que la responsabilité de s'assurer d'une consultation adéquate revienne en définitive à la Couronne, cette question représente souvent un aspect important des processus de délivrance de permis par les organismes de réglementation. Si un organisme de réglementation, ou la Couronne elle-même, détermine que le devoir de consultation n'a pas été rempli adéquatement par rapport à la délivrance d'une approbation réglementaire dont Pembina a besoin, la délivrance de cette approbation peut être retardée ou refusée, ce qui aurait des répercussions sur les activités canadiennes de Pembina.

Comme il est indiqué à la rubrique « *Réglementation et législation* » ci-dessus, la Loi sur la RCE, la LEI et les modifications connexes à la *Loi sur les pêches* (Canada) et à la *Loi sur les eaux navigables canadiennes* (Canada) ont remplacé les régimes antérieurs applicables en 2019. Certaines modifications des processus réglementaires fédéraux concernent la participation des groupes autochtones et la protection des droits ancestraux et issus de traités. La nouvelle législation codifie de façon générale les lois et les pratiques existantes en ce qui a trait à ces questions. Par exemple, les décideurs sont maintenant expressément tenus d'examiner les effets (positifs ou négatifs) d'un projet proposé sur les droits ancestraux protégés par la Constitution, ainsi que sur les peuples autochtones eux-mêmes, et de s'assurer que la consultation est menée pendant la phase de planification des processus d'évaluation des impacts. La nouvelle législation accorde aussi un plus grand rôle aux instances dirigeantes autochtones dans le processus d'évaluation des impacts (en permettant la délégation de certains aspects de ce processus à ces groupes) et exige que les décideurs tiennent compte des connaissances traditionnelles autochtones dans certains cas.

Le gouvernement fédéral propose d'améliorer la reconnaissance des droits des Autochtones au Canada. Dans le cadre de ces efforts, le 3 décembre 2020, le gouvernement fédéral a déposé le projet de loi C-15, la *Loi concernant la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones* (la « **DNUDPA** »). Le texte législatif a pour but de confirmer l'application de la DNUDPA au droit canadien, mais ses effets dans la pratique restent encore à déterminer puisqu'il exige seulement que le gouvernement élabore et mette en œuvre un plan d'action à cet effet, et dépose chaque année un rapport faisant le point sur son état d'avancement. Pembina continuera de surveiller et d'évaluer les incidences que le projet de loi C-15 et d'autres initiatives du gouvernement fédéral à l'égard des droits des Autochtones pourraient avoir sur son entreprise au fur et à mesure que des lois et/ou des politiques continueront d'être élaborées.

En 2018, le gouvernement de la Colombie-Britannique a promulgué la loi intitulée *2018 Environmental Assessment Act* (la « **Loi EA** ») dans le cadre de son engagement à revitaliser l'évaluation environnementale dans la province et à faciliter la mise en œuvre de la DNUDPA. La Loi EA est entrée en vigueur à la fin de 2019. Elle prévoit un modèle d'évaluation environnemental « fondé sur le consentement » et vise à favoriser la réconciliation avec les peuples autochtones et la mise en œuvre de la DNUDPA. Elle exige que le EAOCB demande le consentement des groupes autochtones participants à l'égard, notamment, de la décision de délivrer un certificat d'évaluation environnementale pour un projet donné. Bien que la Loi EA n'exige pas expressément le consentement dans la plupart des cas, elle crée d'importantes nouvelles occasions de participation pour les groupes autochtones participants pendant le déroulement des évaluations environnementales, ce qui pourrait allonger le délai d'obtention des approbations réglementaires et, par conséquent, avoir une incidence sur les activités de Pembina en Colombie-Britannique. En 2019, la Colombie-Britannique a adopté sa propre loi, la loi intitulée *Declaration on the Rights of Indigenous Peoples Act* (la « **DRIPA** ») pour mettre en œuvre la DNUDPA, dont la structure est semblable à celle du projet de loi fédéral C-15. La DRIPA permet en outre au gouvernement de la Colombie-Britannique de conclure des conventions relatives à la prise de décision conjointe avec des gouvernements autochtones. Pembina continue de surveiller activement l'établissement des règlements nécessaires pour faciliter la mise en application de la Loi EA et de la DRIPA.

Risques de conflits d'intérêts

Les actionnaires et d'autres porteurs de titres de Pembina dépendent de la haute direction et des administrateurs de Pembina en ce qui concerne la gouvernance, l'administration et la gestion de Pembina. Certains administrateurs et membres de la direction de Pembina peuvent être des administrateurs ou des membres de la direction d'entités qui livrent concurrence à Pembina ou être des administrateurs ou des membres de la direction de certaines entités dans lesquelles Pembina détient une participation au capital. Ainsi, certains administrateurs ou membres de la direction de Pembina peuvent se trouver en situation de conflits d'intérêts dans l'exercice de leurs fonctions à l'égard de Pembina. Pembina atténue ce risque en exigeant de ses administrateurs et de ses membres de la direction qu'ils divulguent l'existence de conflits éventuels conformément au code de déontologie de Pembina et conformément à la BCAA.

Litiges

Dans le cadre de leurs activités, Pembina et ses diverses filiales et les divers membres de son groupe peuvent faire l'objet de poursuites et d'autres réclamations, notamment à l'égard des projets de croissance ou d'expansion de Pembina. Les coûts de contestation et de règlement liés à ces poursuites et réclamations peuvent être importants, même à l'égard des poursuites et des réclamations sans fondement. En raison de l'incertitude inhérente au processus des litiges, la résolution d'une procédure judiciaire ou autre pourrait avoir une incidence négative importante sur la situation financière ou les produits de Pembina.

Modifications apportées aux lois fiscales

Les lois fiscales auxquelles Pembina est assujettie peuvent être modifiées (et leur interprétation peut changer), rétroactivement ou prospectivement, ce qui pourrait entraîner des incidences fiscales considérablement différentes de celles qui sont prévues par Pembina dans les territoires où elle exerce des activités, et créer un risque de non-conformité et de nouvelles cotisations. Bien que Pembina soit d'avis que ses positions en matière de production de déclarations de revenus sont appropriées et justifiables, les autorités fiscales compétentes pourraient : (i) modifier les lois fiscales (ou leur interprétation) ou (ii) contester l'interprétation des lois fiscales par Pembina et avoir gain de cause, ce qui pourrait exposer Pembina à des obligations fiscales additionnelles et avoir une incidence sur l'estimation de Pembina à l'égard de l'impôt actuel et futur, ainsi qu'une incidence défavorable sur la situation financière et les perspectives de Pembina et les flux de trésorerie distribuables disponibles aux fins du versement de dividendes et de l'acquittement des obligations de Pembina aux termes de ses titres d'emprunt et de ses autres dettes.

Risque de change

Les flux de trésorerie de Pembina qui sont libellés en dollars américains, à savoir une partie de ses flux de trésorerie liés aux marchandises, certains flux de trésorerie provenant d'actifs d'infrastructure américains et les distributions provenant d'investissements américains dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, sont soumis au risque de change. De plus, une partie des dépenses en immobilisations de Pembina et des apports ou des prêts relatifs aux investissements américains de Pembina dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence peuvent être libellés en dollars américains. Pembina surveille et évalue ce risque de change et y réagit en ayant recours à un programme de gestion active des risques, qui peut comprendre l'échange d'une devise contre une monnaie nationale à un taux fixe.

Cybersécurité

L'infrastructure, les technologies et les données de Pembina deviennent de plus en plus intégrées. Une telle intégration crée un risque que la défaillance d'un système entraîne la défaillance d'autres systèmes, ce qui peut aussi avoir une incidence sur les actifs physiques de la Société et la capacité de celle-ci d'exploiter ces actifs de façon sécuritaire. En outre, Pembina et ses fournisseurs tiers recueillent et stockent des données sensibles dans le cours normal des activités, notamment des données personnelles identifiables des employés, des renseignements commerciaux exclusifs ainsi que ceux des clients, des fournisseurs, des investisseurs et des autres parties intéressées de la Société. Il existe un risque croissant de cyberattaque ciblant le secteur et une brèche de sécurité ou la défaillance de la technologie de l'information de Pembina pourrait entraîner l'interruption de l'exploitation, des retards, des dommages aux actifs ou à l'environnement, une atteinte à la réputation, la perte de profits, la perte de données et d'autres résultats défavorables dont Pembina pourrait être tenue responsable et qui pourraient avoir une incidence défavorable sur la réputation, l'entreprise, les activités ou les résultats financiers de Pembina. À la suite d'une cyberattaque ou d'une brèche de sécurité, Pembina pourrait également être responsable aux termes des lois en matière de protection des renseignements personnels ou s'exposer à des sanctions réglementaires.

Incertitude politique

Les événements politiques et sociaux survenus et les décisions prises récemment au Canada, aux États-Unis et ailleurs, y compris les changements apportés aux gouvernements fédéraux, provinciaux, étatiques ou municipaux au Canada et aux États-Unis, ont créé et pourraient continuer de créer de l'incertitude quant à l'avenir sur les marchés financiers et économiques mondiaux. Cette incertitude pourrait avoir des répercussions sur le secteur de l'énergie au Canada et avoir une incidence défavorable sur l'entreprise et les résultats financiers de Pembina.

Risques liés à la violation de la confidentialité

Pembina conclut régulièrement des ententes de confidentialité avec des tiers avant que ne soit communiquée de l'information confidentielle dans le cadre de discussions concernant d'éventuelles relations d'affaires ou autres opérations. Une violation de la confidentialité pourrait exposer Pembina à un risque concurrentiel et nuire grandement à son entreprise. Rien ne garantit que, en cas de violation de la confidentialité, Pembina réussira à obtenir réparation en equity auprès d'un tribunal compétent en temps opportun, afin de prévenir ou d'atténuer tout dommage à son entreprise que pourrait causer une telle violation de la confidentialité.

Concentration des actifs dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

La majorité des actifs de Pembina sont concentrés dans le BSOC, ce qui expose la Société à la conjoncture économique de cette région. Pembina atténue le risque en diversifiant ses activités dans la région et en détenant et en exploitant des actifs aux États-Unis.

Risques liés aux changements climatiques

Risques liés à l'opinion changeante des investisseurs sur le secteur du pétrole et du gaz

Un certain nombre de facteurs, notamment les préoccupations concernant les effets de l'utilisation des combustibles fossiles sur les changements climatiques, l'incidence des activités pétrolières et gazières sur l'environnement, les dommages environnementaux liés aux déversements de produits pétroliers pendant le transport et les préoccupations concernant les droits des Autochtones, ont nui à la confiance des investisseurs envers les investissements dans le secteur du pétrole et du gaz.

En raison de ces préoccupations, certains investisseurs institutionnels, particuliers et publics ont annoncé qu'ils n'étaient plus disposés à financer les sociétés ou les terrains pétroliers et gaziers ou à y investir, et/ou qu'ils réduisent leurs investissements avec le temps. En outre, certains investisseurs institutionnels demandent aux émetteurs d'élaborer et de mettre en œuvre des politiques et des pratiques plus solides en matière de facteurs sociaux, environnementaux et de gouvernance. L'élaboration et la mise en œuvre de telles politiques et pratiques peuvent entraîner des coûts importants et exiger beaucoup de temps de la part du conseil d'administration, de la direction et du personnel de Pembina. Le défaut de mettre en œuvre les politiques et les pratiques demandées par les investisseurs institutionnels pourrait faire en sorte que ceux-ci réduisent leur investissement ou refusent d'investir dans Pembina. Toute réduction du bassin d'investisseurs intéressés ou disposés à investir dans l'industrie pétrolière et gazière, et plus particulièrement dans Pembina, pourrait avoir pour effet de limiter l'accès de Pembina à des capitaux, d'augmenter le coût du capital, d'entraîner un abaissement des notes de solvabilité ou des perspectives de Pembina et de réduire le cours et la liquidité des titres de Pembina, même si les résultats d'exploitation, la valeur des actifs sous-jacents ou les perspectives de Pembina restent inchangés. De plus, ces facteurs, ainsi que d'autres facteurs connexes, peuvent entraîner une diminution de la valeur d'un actif et ainsi donner lieu à la comptabilisation d'une charge de dépréciation.

Transition énergétique sur le marché

Les préférences changeantes des consommateurs, les nouvelles technologies, la réglementation gouvernementale ou d'autres facteurs externes pourraient entraîner une rapide transition de l'utilisation de sources d'énergie provenant des combustibles fossiles, notamment du pétrole brut et du gaz naturel, vers des sources d'énergie renouvelable ou d'autres sources d'énergie. Cette situation pourrait donner lieu à un affaiblissement de la demande mondiale de pétrole brut, de gaz naturel et de marchandises connexes et, par voie de conséquence, faire baisser les prix du pétrole brut, du gaz naturel, des LGN et des marchandises connexes et avoir une incidence négative sur les clients de la Société qui produisent ces produits, ce qui, par le fait même, pourrait occasionner un effritement de la demande pour les services de Pembina et entraîner une baisse des produits que tire la Société de ses pipelines, de ses installations et de ses autres infrastructures et une baisse de la valeur de ces pipelines, installations et autres infrastructures.

Par ailleurs, Pembina peut saisir des occasions de placement liées à la transition énergétique, notamment des investissements dans des entreprises, des activités ou des actifs se rapportant à l'énergie renouvelable ou à d'autres formes d'énergie. De tels investissements peuvent comporter des risques et des incertitudes en plus de ceux qui sont indiqués dans les présentes en ce qui a trait aux entreprises, aux activités et aux actifs existants de Pembina, y compris l'obligation de se conformer aux autres exigences réglementaires ou juridiques associées à ces entreprises, activités ou actifs et le besoin éventuel de sources de capitaux supplémentaires pour réaliser, développer et/ou maintenir ces investissements et la capacité de Pembina à obtenir ces sources de capitaux. Si Pembina réalise de tels investissements, rien ne garantit qu'elle sera en mesure d'obtenir un rendement sur ces investissements ou entreprises, activités ou actifs qui soit semblable aux rendements qu'elle tire de ses entreprises, activités et actifs existants ou qui contrebalancerait toute perte dans les produits que la Société tire de ses pipelines, de ses installations et de ses autres infrastructures existants ou toute diminution de la valeur de ceux-ci découlant de la transition énergétique éventuelle. Par conséquent, de tels investissements pourraient réduire les liquidités disponibles pour le versement des dividendes et pour l'acquittement par Pembina de ses obligations aux termes des titres d'emprunt et de ses autres dettes et pourraient également avoir une incidence défavorable sur le cours des titres de Pembina.

Risques liés aux conditions météorologiques

Les conditions météorologiques (y compris celles liées aux changements climatiques) peuvent avoir des répercussions sur la demande de gaz naturel et de LGN et sur leurs prix. Par conséquent, l'évolution des conditions météorologiques peut avoir des répercussions sur les activités de traitement du gaz de Pembina. À titre d'exemple, normalement lorsque les températures hivernales sont plus froides, il y a une demande accrue pour le gaz naturel et les LGN qui sont utilisés à des fins de chauffage et cela entraîne des débits plus élevés sur le gazoduc d'Alliance et aux installations de traitement du gaz de la Société et des prix plus élevés pour les entreprises de traitement et de stockage. Dans ses installations, Pembina a la capacité de traiter ces hausses de débits et de volumes de stockage afin de pouvoir répondre aux variations de la demande saisonnière; toutefois, la capacité de traitement et d'entreposage est limitée à tout moment.

Les conditions météorologiques (y compris celles liées aux changements climatiques) peuvent entraver la capacité de Pembina de réaliser des projets d'investissement ou des travaux d'entretien à ses installations dans les délais prévus, ce qui peut entraîner des retards et des hausses de coûts. Les conditions météorologiques peuvent également restreindre l'accès aux installations de Pembina et nuire aux activités et aux projets des clients ou des expéditeurs de Pembina, ce qui pourrait influencer sur l'offre et/ou la demande de services de Pembina. En ce qui concerne les activités de construction, dans les régions où les

travaux de construction peuvent être entrepris pendant des saisons autres que l'hiver, Pembina s'efforce d'établir le calendrier de construction de manière à réduire au minimum les retards potentiels dus aux conditions climatiques hivernales.

L'évolution et/ou l'extrême variabilité des conditions météorologiques, ainsi que la hausse de la fréquence d'événements météorologiques extrêmes tels que des inondations, des cyclones, des ouragans, des sécheresses et des feux de forêt, augmentent les risques pour les actifs de Pembina et peuvent entraîner notamment des perturbations opérationnelles, des difficultés dans le transport, des perturbations dans la chaîne d'approvisionnement, des incidents touchant la sécurité du personnel et des dommages aux actifs, ce qui peut se traduire par une diminution des produits, une hausse des coûts ou des retards dans les projets.

Voir aussi « *Facteurs de risque – Risques inhérents à l'entreprise de Pembina – Responsabilités et coûts liés à l'environnement* » et « *Facteurs de risque – Risques inhérents à l'entreprise de Pembina – Réputation* ».

MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Sous réserve de ce qui est énoncé ci-après, à la connaissance des administrateurs et des membres de la haute direction de Pembina, aucun administrateur ou membre de la haute direction de Pembina, ni aucune personne physique ou morale qui a la propriété véritable directe ou indirecte ou le contrôle de plus de 10 pour cent des actions ordinaires, ni aucune des personnes qui ont des liens avec ceux-ci ni aucun membre de leur groupe respectif n'ont eu d'intérêt important, directement ou indirectement, dans une opération avec Pembina depuis le 1^{er} janvier 2015 qui a eu une incidence importante sur Pembina ou dans une opération envisagée dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'elle ait une incidence importante sur Pembina.

CONTRATS IMPORTANTS

Sauf indication contraire dans les présentes, aucun contrat important de Pembina et de ses filiales n'a été conclu en 2020 ou en 2021 à ce jour ni n'est actuellement en vigueur, à l'exception des contrats conclus dans le cours normal des activités.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

Sauf indication contraire dans les présentes, il n'y a actuellement aucune poursuite en cours ni mesure de réglementation, pénalité ou sanction imposée par un tribunal ou un organisme de réglementation qui est importante pour Pembina à laquelle Pembina ou l'une de ses filiales directes ou indirectes est ou était partie ou qui vise ou visait l'un des biens de Pembina ou d'une de ses filiales directes ou indirectes au cours du dernier exercice de Pembina, et Pembina n'a pas connaissance qu'une telle poursuite, mesure, pénalité ou sanction est envisagée.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et l'agent chargé de la tenue des registres pour les actions ordinaires, les actions privilégiées de catégorie A, les billets à moyen terme et les billets subordonnés de série 1 est Société de fiducie Computershare du Canada, à ses bureaux principaux de Calgary (Alberta) Canada et de Toronto (Ontario) Canada. Le coagent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les actions ordinaires aux États-Unis est Computershare Investor Services U.S., à ses bureaux principaux de Golden (Colorado) États-Unis.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. sont les auditeurs de la Société et ont confirmé être indépendants à l'égard de la Société au sens des règles applicables et des interprétations connexes prescrites par les ordres professionnels compétents au Canada et de toute législation ou réglementation applicable et également qu'ils sont des comptables indépendants par rapport à la Société en vertu de toutes les normes de réglementation et professionnelles applicables aux États-Unis.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Des renseignements complémentaires sur Pembina déposés auprès des commissions des valeurs mobilières canadiennes et de la SEC sont fournis dans le profil SEDAR de Pembina à l'adresse www.sedar.com, sur le site EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur le site Web de Pembina à l'adresse www.pembina.com. Des renseignements complémentaires, concernant notamment la

rémunération des administrateurs et des membres de la direction et les prêts qui leur ont été accordés, les principaux porteurs des titres de Pembina et les titres autorisés aux fins d'émission aux termes des régimes de rémunération fondés sur des titres de capitaux propres, le cas échéant, figurent dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de Pembina relative à sa dernière assemblée annuelle des actionnaires qui a comporté l'élection d'administrateurs. Des renseignements financiers complémentaires concernant Pembina figurent dans les états financiers et dans le rapport de gestion de Pembina, qui ont également été déposés sur SEDAR et EDGAR.

Il est possible d'obtenir gratuitement tout document auquel la présente notice annuelle renvoie et qui est décrit comme étant déposé sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov (y compris les documents intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle) en communiquant avec le service des relations avec les investisseurs de Pembina par téléphone (sans frais 1-855-880-7404) ou par courriel (investor-relations@pembina.com).

RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT



I. RÔLE ET OBJECTIFS

Le comité d'audit (le « comité ») est un comité du conseil d'administration (le « conseil ») de Pembina Pipeline Corporation (la « Société ») auquel le conseil a délégué certaines responsabilités de supervision relativement aux états financiers de la Société, aux auditeurs externes, à la fonction d'audit interne, à la conformité aux exigences légales et réglementaires et à la technologie de l'information aux fins de gestion. Dans les présentes règles, la Société et toutes les entités sur lesquelles elle exerce un contrôle sont désignées collectivement « Pembina ».

Le comité exerce ses responsabilités compte tenu de l'objectif de Pembina, et son rôle consiste à appuyer l'engagement de Pembina d'offrir des rendements totaux durables aux investisseurs qui figurent parmi les meilleurs dans le secteur.

Les objectifs du comité sont d'assurer la supervision de ce qui suit :

- a) l'intégrité des états financiers, du processus de présentation de l'information et des contrôles internes à l'égard de l'information financière de Pembina;
- b) la relation, les rapports, les compétences, l'indépendance et le rendement des auditeurs externes;
- c) la fonction d'audit interne;
- d) l'identification et l'évaluation des risques financiers et le programme de gestion;
- e) le respect des exigences légales et réglementaires à l'égard de la présentation de l'information financière et des contrôles financiers;
- f) la gestion de la technologie de l'information relativement à l'information financière et aux contrôles financiers;
- g) le maintien de voies de communication ouvertes entre la direction de la Société, les auditeurs externes, les auditeurs internes et le conseil.

II. COMPOSITION ET ACCÈS

Le conseil nomme ou nomme de nouveau les membres du comité. Chaque membre siège jusqu'à ce que son successeur soit nommé à moins qu'il ne démissionne, qu'il ne soit destitué ou qu'il ne cesse d'être administrateur. Le conseil peut ajouter ou retirer des membres du comité ou combler un poste vacant au comité en tout temps.

Le comité doit se composer d'au moins trois (3) membres du conseil, chacun devant être indépendant conformément aux normes pour l'indépendance des administrateurs de la Société et avoir des compétences financières, selon ce que le conseil établira d'après son jugement professionnel. De plus, au moins un membre doit être un « expert financier du comité d'audit »

au sens attribué au terme « audit committee financial expert » dans la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, en sa version modifiée, et des règles prises en application de celle-ci par la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Le président du conseil, en consultation avec le comité de la gouvernance, des mises en candidature et de la responsabilité sociale d'entreprise, nomme ou nomme de nouveau le président du comité parmi les membres de celui-ci.

Le comité peut, en tout temps, retenir les services de conseillers externes, notamment des conseillers financiers ou juridiques, s'il le juge nécessaire pour s'acquitter de ses fonctions, aux frais de Pembina. Pembina débloque les fonds nécessaires, tel que l'établit le comité en sa qualité de comité du conseil, pour le paiement : (i) de la rémunération des auditeurs externes pour la préparation ou la délivrance d'un rapport d'audit ou l'exécution d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation pour Pembina, (ii) de la rémunération d'autres conseillers employés par le comité et (iii) des dépenses d'ordre administratif ordinaires du comité qui sont nécessaires ou appropriées pour l'exécution de ses fonctions.

Dans l'exercice de ses responsabilités aux termes des présentes règles, le comité peut examiner toute question qui est portée à son attention. Il a accès aux livres, aux registres, aux installations et aux membres du personnel nécessaires. Il rencontre ou interroge les membres de la direction ou les employés, ainsi que les conseillers juridiques, les auditeurs externes et les consultants de la Société qu'il a besoin de consulter. En outre, il peut inviter ces personnes à assister à toute partie d'une réunion du comité.

Il n'est pas dans les responsabilités du comité d'exécuter des audits ou des examens d'ordre comptable ou juridique, pas plus que de veiller à ce que les états financiers de la Société soient complets, exacts et conformes aux normes internationales d'information financière (les « IFRS ») telles qu'elles sont publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »). La responsabilité de la communication de l'information financière, du processus d'examen interne et de la préparation des états financiers de la Société conformément aux IFRS incombe à la direction. Quant à la responsabilité de l'audit de ces états financiers, elle incombe aux auditeurs externes de la Société.

III. FONCTIONS

A. États financiers, processus de présentation de l'information et contrôles internes à l'égard de l'information financière de Pembina

Le comité rencontre la direction, les auditeurs internes et les auditeurs externes afin d'examiner les états financiers, les rapports de gestion et les communiqués concernant les résultats annuels et trimestriels et d'autres renseignements financiers, d'en discuter et de recommander ou non au conseil d'approuver ces documents.

- a) Relativement à ces procédures, le comité, s'il y a lieu et sans limitation, examinera les renseignements suivants et en discutera avec la direction, le service d'audit interne et les auditeurs externes :
- i. les renseignements à inclure dans les états financiers et les renseignements financiers qui requièrent l'approbation du conseil, y compris les états financiers de Pembina, les notes afférentes à ceux-ci, les rapports de gestion et les communiqués sur les résultats annuels et trimestriels en accordant une attention particulière à l'utilisation de renseignements « pro forma », « rajustés » et « non conformes aux PCGR », et en s'assurant que des procédures appropriées soient en place pour l'examen de la communication faite au public, par la Société, de l'information financière extraite ou dérivée des états financiers;
 - ii. les problèmes importants liés à l'information repérés pendant la période de présentation de l'information financière;
 - iii. les modifications des conventions comptables, ou la sélection ou l'application de principes comptables, et leurs incidences sur les résultats et l'information;

- iv. toutes les incertitudes et tous les risques importants relevés et toutes les estimations et tous les jugements importants effectués dans le cadre de la préparation des états financiers de Pembina qui peuvent avoir une incidence importante sur les états financiers;
- v. les lacunes importantes ou les faiblesses importantes constatées par la direction, les auditeurs internes ou l'auditeur externe, les contrôles de compensation ou d'atténuation, l'évaluation finale et l'incidence sur l'information;
- vi. les problèmes importants quant au caractère approprié des contrôles internes et les mesures d'audit spéciales adoptées à la lumière des lacunes de contrôle importantes;
- vii. les rajustements importants identifiés par la direction, l'auditeur interne ou les auditeurs externes et l'évaluation des lacunes de contrôle interne connexes, selon le cas;
- viii. les problèmes non résolus entre la direction et les auditeurs externes qui pourraient avoir une incidence importante sur les états financiers et d'autres renseignements financiers;
- ix. toute correspondance importante avec les autorités de réglementation, les agences gouvernementales, ainsi que toute plainte d'employés ou de dénonciateurs ou tout rapport de non-conformité qui soulève des questions concernant les états financiers ou les conventions comptables de la Société et les modifications importantes de la réglementation qui peuvent avoir une incidence importante sur les états financiers de la Société;
- x. l'incidence des initiatives réglementaires et comptables, de même que les structures hors bilan;
- xi. les compétences et le rendement des employés du service d'audit interne de la Société et l'identification des besoins en personnel;
- xii. les sujets de préoccupation importants concernant les audits et les processus de communication de l'information financière, y compris les actes illégaux, qui ont été repérés pendant la préparation ou l'audit des états financiers de Pembina;
- xiii. les analyses préparées par la direction et/ou les auditeurs externes signalant des problèmes d'information financière importants et des jugements faits dans le cadre de la préparation des états financiers, y compris les analyses relatives aux incidences des IFRS sur les états financiers.

b) Relativement à l'audit annuel des états financiers de Pembina, le comité examinera ce qui suit avec les auditeurs externes :

- i. avant le début de l'audit annuel, les plans, la portée, la dotation en personnel, les conditions de la mission et la rémunération proposée;
- ii. les rapports ou les avis devant être fournis dans le cadre de celui-ci, y compris l'examen par les auditeurs externes ou les rapports sur les résultats de l'audit, dont les traitements de rechange de l'information financière importante conformes aux IFRS qui ont fait l'objet d'une discussion avec la direction et les incidences connexes sur l'information;
- iii. le caractère adéquat des contrôles internes, les problèmes ou difficultés d'audit, notamment :
 - a) les restrictions de la portée des activités des auditeurs externes ou de l'accès aux renseignements demandés;
 - b) les désaccords importants avec la direction et la réponse de la direction (y compris la discussion entre la direction, les auditeurs externes et, au besoin, les conseillers juridiques internes et externes);

- c) un litige, une réclamation ou une éventualité, y compris les cotisations et réclamations fiscales, qui pourraient avoir une incidence importante sur la situation financière de la Société;
- d) l'incidence sur l'information actuelle ou possible à l'avenir.

Dans le cadre de son examen des états financiers audités annuels et des états financiers trimestriels, le comité examinera aussi toute préoccupation importante soulevée relativement aux attestations du chef de la direction et du chef des finances à l'égard des états financiers et des contrôles de communication de l'information et des contrôles internes de Pembina. En particulier, le comité examinera avec le chef de la direction, le chef des finances, les auditeurs internes et les auditeurs externes : (i) toutes les lacunes, faiblesses ou modifications importantes dans la conception ou le fonctionnement du contrôle interne de Pembina sur la présentation de l'information financière qui pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de Pembina d'enregistrer, de traiter, de résumer et de présenter l'information financière qui doit être communiquée par la Société dans les rapports qu'elle dépose ou soumet en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables, dans les délais imposés, et (ii) toute fraude, importante ou non, qui met en cause la direction de Pembina ou d'autres employés qui ont un rôle important dans le contrôle interne de Pembina sur la présentation de l'information financière. De plus, le comité examinera avec le chef de la direction, le chef des finances et les auditeurs internes les contrôles et procédures de Pembina en matière de communication de l'information et, au moins une fois l'an, il examine les conclusions de la direction à l'égard de l'efficacité des contrôles et procédures en matière de communication de l'information, notamment toute lacune ou faiblesse importante de tels contrôles et procédures ou toute non-conformité importante à leur égard.

Le comité maintiendra aussi une politique en matière de dénonciation qui prévoit des procédures à l'égard de ce qui suit :

- a) la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues, y compris celles qui touchent la comptabilité, les contrôles comptables internes ou l'audit;
- b) les soumissions, de façon confidentielle et sous le couvert de l'anonymat, de préoccupations, y compris celles qui touchent des points discutables en matière de comptabilité ou d'audit.

B. Les auditeurs externes

Le comité, en sa qualité de comité du conseil, est directement responsable de l'encadrement de la relation, des rapports, des compétences, de l'indépendance et du rendement des auditeurs externes et des services d'audit fournis par d'autres cabinets d'experts-comptables inscrits engagés par la Société. Le comité a le pouvoir et la responsabilité de recommander la nomination et la révocation de la nomination des auditeurs externes retenus afin de préparer ou d'émettre un rapport des auditeurs ou d'effectuer d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation, et de fixer leur rémunération.

Les auditeurs externes feront rapport directement au comité. La nomination des auditeurs externes par le comité est soumise à l'approbation annuelle des actionnaires.

Pour ce qui est des auditeurs externes, le comité est responsable de ce qui suit :

- a) la nomination des auditeurs externes engagés par la Société, la reconduction ou la résiliation de leur mandat, leur rémunération ainsi que l'encadrement de leurs travaux, y compris l'examen et l'approbation des conditions de la lettre de mission annuelle des auditeurs externes et de la rémunération proposée;
- b) la résolution de désaccords ou de différends entre la direction et les auditeurs externes à l'égard de la communication de l'information financière pour des services d'audit, d'examen ou d'attestation;
- c) l'approbation préalable de tous les services autres que d'audit légalement autorisés devant être fournis par les auditeurs externes compte tenu de l'incidence possible de tels services sur l'indépendance des auditeurs externes et sous réserve de toute dispense *de minimis* disponible en vertu des lois applicables. Cette approbation peut être donnée soit expressément, soit conformément aux politiques et aux procédures d'approbation préalable adoptées par le

comité, y compris la délégation de ce pouvoir à un ou plusieurs membres du comité dans la mesure où les lois applicables le permettent; toutefois les approbations préalables accordées conformément à une telle délégation ne peuvent déléguer les responsabilités du comité à la direction de Pembina et doivent être signalées à l'ensemble du comité à la première réunion prévue du comité après cette approbation préalable;

- d) l'obtention et l'examen, au moins une fois par année, d'un rapport écrit des auditeurs externes énonçant les procédures de contrôle de la qualité interne des auditeurs externes, les questions importantes soulevées par l'examen le plus récent du contrôle de la qualité interne, ou l'examen par les pairs, du cabinet ou par une demande de renseignements ou une enquête d'autorités gouvernementales ou professionnelles, au cours des cinq exercices précédents, concernant un ou plusieurs audits indépendants exécutés par le cabinet, et les mesures prises pour traiter ces questions et tous les liens entre les auditeurs externes et la Société;
- e) l'examen des auditeurs externes qui évalue trois facteurs clés de la qualité de l'audit que le comité doit examiner et évaluer dont : le degré d'indépendance, d'objectivité et d'esprit critique; la qualité de l'équipe de mission; et la qualité des communications et interactions avec les auditeurs externes. Une évaluation écrite exhaustive des auditeurs externes doit être envisagée au besoin chaque année et effectuée au moins tous les cinq (5) ans, qui comprendra ce qui suit :
 - i. l'évaluation de la qualité des services et de la suffisance des ressources fournis par les auditeurs externes;
 - ii. l'évaluation de l'indépendance, de l'objectivité et de l'esprit critique des auditeurs;
 - iii. l'évaluation de la valeur des services fournis par les auditeurs externes;
 - iv. l'évaluation des commentaires écrits des auditeurs externes qui résument :
 - a) les antécédents du cabinet, sa taille, ses ressources, sa couverture géographique, son expérience du secteur concerné, y compris les défis en ce qui concerne la réputation, les questions sur la qualité de l'audit systémique soulevées par le Conseil canadien sur la reddition de comptes (le « CCRC ») et le Public Company Accounting Oversight Board (le « PCAOB ») dans des rapports publics;
 - b) l'expérience du secteur que possède l'équipe d'audit et les programmes de formation et de perfectionnement de l'équipe;
 - c) la façon dont les auditeurs externes ont fait preuve d'objectivité et d'esprit critique pendant l'audit;
 - d) la façon dont le cabinet et l'équipe remplissent tous les critères d'indépendance, notamment l'identification de tous les liens que les auditeurs externes ont avec la Société et les membres de son groupe et les mesures prises pour faire face aux menaces institutionnelles possibles;
 - e) l'engagement de l'associé chargé du contrôle de la qualité interne de la mission et les préoccupations importantes que ce dernier soulève;
 - f) les questions posées au bureau national ou aux spécialistes pendant l'examen;
 - g) les désaccords importants entre la direction et les auditeurs externes et les mesures prises pour les résoudre;
 - h) une communication et une coopération satisfaisantes avec la direction et le comité;
 - i) les conclusions et les réponses du cabinet à la suite des examens de la Société par le CCRC et le PCAOB;

- v. la communication des résultats de l'examen exhaustif des auditeurs externes au conseil et la formulation de la recommandation que le conseil prenne des mesures appropriées, en réponse à l'examen, au besoin. Il est entendu que le comité peut, à son appréciation, recommander de soumettre la mission des auditeurs externes à un appel d'offres. Outre la rotation de l'associé chargé du contrôle de la qualité interne de la mission qui est exigée en vertu de la loi, le comité, de concert avec le conseil, évaluera également s'il est nécessaire d'effectuer une rotation périodique du cabinet d'auditeurs externes lui-même. Le comité aura le pouvoir discrétionnaire d'inviter les auditeurs externes sortants à participer au processus d'appel d'offres;
- vi. l'établissement de politiques d'engagement claires pour Pembina concernant les associés et les employés et les anciens associés et employés des auditeurs externes actuels et des anciens auditeurs externes de la Société. Avant qu'un emploi au sein de la Société soit offert à un associé, à un haut dirigeant ou à un directeur d'un auditeur externe, l'approbation préalable du président du comité doit être obtenue et un délai de grâce de un an doit s'écouler après la date de fin des travaux d'une mission d'audit de Pembina avant que la Société puisse envisager de conclure un contrat avec un employé d'un auditeur externe ou de lui offrir un emploi.

C. Le processus d'audit interne

Le comité, en sa qualité de comité du conseil, s'acquittera des responsabilités suivantes en ce qui concerne la fonction d'audit interne :

- a) examiner avec la direction et le responsable de l'audit interne les règles, les activités, la dotation en personnel et la structure organisationnelle de l'audit interne, y compris le rendement de la fonction d'audit interne;
- b) avoir le pouvoir final d'examen et d'approbation du plan d'audit annuel et de toutes les modifications importantes du plan;
- c) faire connaître chaque année son avis sur le rendement du responsable de l'audit interne au chef de la direction dans le cadre du processus d'approbation de la rémunération;
- d) s'assurer qu'il n'y a pas de restrictions ou de limitations injustifiées et examiner et approuver la nomination, le remplacement ou la destitution du responsable de l'audit interne;
- e) périodiquement, rencontrer séparément le responsable de l'audit interne afin de discuter des questions qui, selon lui ou selon le comité, devraient faire l'objet d'une discussion privée.

D. Autres

Il incombe également au comité de faire ce qui suit :

- a) rencontrer séparément la direction, le chef des finances, les auditeurs internes, les auditeurs externes et, si nécessaire, les conseillers juridiques internes et externes et les conseillers indépendants à propos de sujets non abordés ailleurs concernant toutes autres questions liées à l'audit, aux finances ou aux risques financiers;
- b) examiner la nomination du chef des finances et d'autres membres de la direction financière clés participant au processus de communication de l'information financière;
- c) examiner les pratiques et l'évolution de la Société en matière de technologie de l'information en ce qui a trait à la communication de l'information financière;
- d) à l'occasion, discuter des niveaux de dotation en personnel et des compétences de l'équipe des finances avec les auditeurs externes;

- e) examiner les incidents, allégués ou autres, signalés par les dénonciateurs, la direction, les auditeurs internes, les auditeurs externes, les conseillers juridiques internes ou externes ou par d'autres personnes, de fraude, d'actes illégaux ou de conflits d'intérêts et établir des procédures pour la réception, le traitement et la conservation des registres relatifs aux enquêtes sur les incidents;
- f) aider le conseil à exercer sa surveillance à l'égard de questions non mentionnées ailleurs concernant l'intégrité des états financiers de la société inscrite, le respect par la société inscrite des exigences légales ou réglementaires, les compétences et l'indépendance des auditeurs indépendants et le rendement de la fonction d'audit interne et des auditeurs indépendants de la société inscrite;
- g) surveiller le risque de financement du régime de retraite de la Société;
- h) étudier les rapports provenant du comité sur les régimes de retraite de Pembina et recommander ou approuver les modifications nécessaires à l'égard de la gestion des risques liés aux actifs et passifs relatifs aux régimes de retraite, des évaluations actuarielles prévues par la loi, du relevé des politiques et pratiques en matière de placement, de la politique de capitalisation et du rendement de la Société à l'égard des régimes de retraite;
- i) de concert avec le comité des ressources humaines et de la rémunération, faire rapport au conseil au moins une fois l'an à l'égard de l'état des régimes de retraite;
- j) avoir le pouvoir et la responsabilité de recommander la nomination et la révocation de la nomination des cabinets d'experts-comptables inscrits (en plus des auditeurs externes) dont les services sont retenus pour préparer ou délivrer un rapport des auditeurs ou effectuer d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation, et de fixer leur rémunération.

De plus, le comité exerce d'autres responsabilités conformément aux lois et aux règlements administratifs de la Société ainsi qu'aux directives du conseil.

IV. RÉUNIONS

Le comité se réunit au moins une fois par trimestre, ou plus souvent au gré de ses membres au besoin.

De plus, les auditeurs externes peuvent convoquer une réunion du comité pourvu qu'ils respectent les exigences en matière d'avis indiquées ci-après.

Chaque réunion du comité fait l'objet d'un avis remis à chaque membre et aux auditeurs internes et externes, lesquels y sont convoqués. L'avis :

- a) doit être par écrit (et peut être communiqué par télécopieur ou par courrier électronique);
- b) doit être accompagné d'un ordre du jour faisant état des affaires à traiter à la réunion de manière raisonnablement circonstanciée;
- c) doit être donné au moins 48 heures avant l'heure de la réunion, à moins que les membres du comité ne renoncent à recevoir l'avis;
- d) doit être fourni, si des documents doivent être examinés à la réunion, sept (7) jours avant la réunion si possible, et en toute éventualité dans un délai suffisant pour permettre aux personnes concernées de les passer en revue.

La majorité des membres assistant à la réunion en personne, par vidéoconférence, par diffusion Web ou par téléphone constitue le quorum à chaque réunion du comité.

Si le président est absent à une réunion du comité, un président est désigné parmi les membres présents. En cas d'égalité des voix, le président ne peut voter une deuxième fois et il ne dispose pas d'une voix prépondérante.

À chaque réunion, le comité se réunira à huis clos, en l'absence de la direction ou des auditeurs internes ou externes, et il se réunira dans des séances distinctes avec le responsable de l'audit interne et l'associé responsable des auditeurs externes au moins une fois par année.

Le comité peut inviter des tiers à assister à toute partie d'une de ses réunions selon ce qu'il juge pertinent. Il peut s'agir d'autres administrateurs, de membres de la direction et d'employés ou encore de conseillers juridiques internes ou externes, d'auditeurs externes, de conseillers ou de consultants de la Société.

Les délibérations de chaque réunion du comité sont consignées dans des procès-verbaux. Les procès-verbaux comprennent les copies de toutes les résolutions adoptées à chaque réunion. Ils sont conservés avec les registres de la Société et peuvent être consultés par les membres du comité, le conseil et les auditeurs externes.

V. RESPONSABILITÉS SUPPLÉMENTAIRES

A. Examen des règles

Le comité examine et réévalue le caractère adéquat des présentes règles au moins une fois par année ou autrement, selon ce qu'il juge approprié, et il propose les changements recommandés au comité de la gouvernance, des mises en candidature et de la responsabilité sociale d'entreprise.

B. Examen des politiques

Le comité examine les modifications proposées des politiques du conseil à l'égard des questions énoncées dans les présentes règles, à tous les ans ou aux autres intervalles qu'il juge appropriés.

C. Gestion des risques financiers

Le comité exerce une surveillance à l'égard de la gestion des risques financiers dans les domaines indiqués dans les présentes règles.

D. Évaluation

Le président du conseil organise l'évaluation du comité chaque année.

E. Rapports et rôle consultatif du conseil

Le comité fait rapport régulièrement au conseil à l'égard de ses activités, notamment en ce qui concerne l'issue des réunions et des examens effectués, et les recommandations connexes. Le comité favorise et promeut périodiquement la sensibilisation du conseil à l'égard des questions mentionnées dans les présentes règles, y compris des séances de sensibilisation avec des consultants externes, à l'appréciation du comité.

Le comité favorise le partage d'information avec les autres comités du conseil au besoin afin de régler les questions ou préoccupations communes à l'égard des questions mentionnées dans les présentes règles. Le comité exerce d'autres responsabilités conformément aux lois, aux règlements administratifs de la Société, ainsi qu'aux directives du conseil.