



Canada Development  
Investment Corporation

La corporation de développement  
des investissements du Canada

LA CORPORATION DE DÉVELOPPEMENT  
DES INVESTISSEMENTS DU CANADA

**RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE**  
de 2020 à 2024

et

**BUDGET D'INVESTISSEMENT de 2020**

**Résumé de la MISE À JOUR de juin 2020**

**du plan de 2020 à 2024**

REMARQUE : Le plan d'entreprise de 2020 à 2024 et Budget d'investissement de 2020 de la CDEV a été rédigé et approuvé par le conseil d'administration de la CDEV avant la crise de la COVID-19 et la chute des prix mondiaux du pétrole survenue en 2020. Certains éléments des activités et des projections de la CDEV ont été touchés par ces événements. Afin de présenter l'information la plus à jour qui soit, nous avons ajouté une nouvelle section détaillant les éléments des activités et des prévisions de la CDEV touchés. Le plan principal demeure pertinent en ce qui concerne les activités de la CDEV non touchées par ces événements.

RÉSUMÉ DE LA MISE À JOUR DU PLAN D'ENTREPRISE DE LA CDEV  
TABLE DES MATIÈRES

1.0	RÉSUMÉ.....	4
2.0	MANDAT ET APERÇU DES ACTIVITÉS .....	4
3.0	GOUVERNANCE D'ENTREPRISE ET CONTEXTE D'EXPLOITATION.....	6
4.0	SECTION NON PRISE EN COMPTE DANS LA PRÉSENTE MISE À JOUR .....	6
5.0	OBJECTIFS ET STRATÉGIES POUR LA PÉRIODE DE 2020 .....	6
6.0	SECTION FINANCIÈRE.....	9
	ANNEXE A-1 – ORGANIGRAMME .....	12

## 1.0 RÉSUMÉ

Le Plan d'entreprise de 2020 à 2024 et Budget d'investissement de 2020 de la CDEV était essentiellement rédigé et approuvé par le conseil d'administration avant la crise de la COVID-19 et la volatilité qui s'est emparée du marché mondial du pétrole brut. Depuis lors, beaucoup de choses ont changé sur la scène économique canadienne et mondiale, ce qui a eu une incidence sur le mandat et les activités de la CDEV. La présente section sert à présenter une mise à jour sur les principales activités de la CDEV qui ont été touchées. Le plan principal demeure pertinent pour les activités de la CDEV non touchées par ces événements.

La présente section fournit également de l'information sur la nouvelle filiale à cent pour cent de CDEV, la Corporation de financement d'urgence d'entreprises du Canada (la « CFUEC »). Le 10 mai 2020, le Conseil du Trésor a approuvé une modification du Plan d'entreprise de 2019 à 2023 de la CDEV afin de donner les autorisations nécessaires pour créer cette filiale. Cette section présentera l'information la plus à jour sur le Crédit d'urgence pour les grands employeurs (le « CUGE ») et sur la CFUEC.

Cette section présente également une mise à jour de l'information financière consolidée de la CDEV, y compris les dividendes et les dépenses d'investissement et met à jour les résultats prévus de la Société de gestion Canada Hibernia pour 2020 et la participation au bénéfice net.

Le plan principal demeure pertinent pour les éléments qui ne sont pas mis à jour aux présentes, y compris les plans pour Financière Canada TMP Ltée., la Corporation Trans Mountain et Canada Eldor Inc.

## 2.0 MANDAT ET APERÇU DES ACTIVITÉS

### Mandat

Le 11 mai 2020, le gouverneur en conseil a publié un décret (C.P. 2020-0305) donnant instruction à la CDEV de constituer une filiale à cent pour cent, la CFUEC, et de prendre les mesures nécessaires pour faciliter l'administration par celle-ci du CUGE conformément à toute directive donnée à la CFUEC.

Le gouverneur en conseil a également publié un décret (C.P. 2020-0307) donnant instruction à la CFUEC d'administrer, d'approuver et de financer, conformément aux modalités approuvées par le ministre des Finances, les transactions liées au CUGE.

Le 20 mai 2020, le ministre des Finances a fait parvenir une lettre concernant les attentes (voir l'annexe A-5) aux conseils d'administration de la CDEV et de la CFUEC, laquelle souligne les rôles de chaque société dans la mise en œuvre ou la supervision du CUGE. La lettre établit également les modalités du C.P. 2020-0307.

## Aperçu des activités

La CDEV demeurera autofinancée pour la période de 2020. La société dispose de réserves de trésorerie de 80 millions de dollars pour les éventualités et ces réserves lui permettront de poursuivre son exploitation pour la période de 2020. Pour 2021 et ultérieurement, la CDEV s'attend à ce que les prix du pétrole augmentent au cours de la période de planification à mesure que l'économie mondiale se rétablira des effets de la COVID-19 et qu'il y aura une relance de la demande de pétrole. On s'attend à ce que la SGCH et la participation au bénéfice net génèrent un bénéfice net suffisant à financer les activités de la CDEV et le versement de dividendes au gouvernement.

### *Financière Canada TMP Ltée*

La chute des prix mondiaux du pétrole survenue en mars 2020 et la pandémie de COVID-19 ont eu une incidence minime sur Financière Canada TMP. Celle-ci continue de fournir du financement à Corporation Trans Mountain et, si la construction se poursuit selon le calendrier, elle devra procéder à des emprunts additionnels à court terme comme l'indique le plan d'emprunt.

### *Corporation Trans Mountain*

Le réseau pipelinier Trans Mountain (« RPTM ») continue d'être utilisé au maximum de sa capacité et ses activités ont été ajustées pour se conformer aux directives des services de santé publique, notamment en ce qui concerne la distanciation physique et le dépistage chez les travailleurs à leur arrivée sur les lieux de travail. La construction du projet d'agrandissement du réseau pipelinier Trans Mountain (le « PARTM ») se poursuit de manière soutenue; toutefois, la COVID-19 a retardé le début de la construction de certains tronçons jusqu'en juin. Il est possible que d'autres retards dans la construction surviennent en 2020 à mesure que les autorités réglementaires prennent des décisions sur la façon de statuer sur les exigences réglementaires et établissent des protocoles sur la présentation de la preuve.

Globalement, à ce jour la performance financière prévue n'a pas subi de répercussions et les prévisions pour la période de 2020 à 2024 du plan principal demeurent pertinentes.

### *La Société de gestion Canada Hibernia*

La chute des prix mondiaux du pétrole survenue en mars 2020 aura une incidence sur les activités de la SGCH, compte tenu des coûts d'extraction peu élevés de la SGCH, ce qui fait en sorte que la société devrait avoir des réserves en trésorerie suffisantes pour poursuivre son exploitation et respecter ses obligations en matière de dépenses d'investissement. Il est à noter que lorsque les prix du pétrole sont bas, l'exploitant et les propriétaires du projet pourraient décider de réduire certaines dépenses d'investissement, ce qui serait une importante mesure d'atténuation.

### *Participation au bénéfice net (la « PBN »)*

La chute des prix mondiaux du pétrole devrait avoir une incidence défavorable sur les rentrées de la PBN. La CDEV prévoit des rentrées de la PBN de 63 millions de dollars et des dividendes de 63 millions de dollars versés à même la réserve de PBN.

### *La Corporation de financement d'urgence d'entreprises du Canada (la « CFUEC »)*

La CFUEC sera responsable d'examiner les demandes des grandes sociétés canadiennes dans le cadre du programme de CUGE aux fins de soutien de leur trésorerie, d'évaluer les demandes de prêt en fonction des modalités dictées par le ministre des Finances, de traiter et de financer les transactions conformément à ces modalités et de gérer ou de vendre tout actif, y compris des bons de souscription dans le cadre du financement, découlant de ces transactions d'une quelconque manière commerciale que ce soit.

## **3.0 GOUVERNANCE D'ENTREPRISE ET CONTEXTE D'EXPLOITATION**

Le conseil d'administration de la CDEV est responsable de la nomination du conseil d'administration de la CFUEC. En mai 2020, la CDEV a nommé les administrateurs du conseil d'administration de la CFUEC. Le conseil d'administration de la CFUEC sera responsable de la nomination des dirigeants de la société.

L'annexe A-1 présente l'organigramme de la CDEV comprenant la CFUEC.

## **4.0 SECTION NON PRISE EN COMPTE DANS LA PRÉSENTE MISE À JOUR**

## **5.0 OBJECTIFS ET STRATÉGIES POUR LA PÉRIODE DE 2020**

### **Financière Canada TMP Ltée (« Financière TMP »)**

Un certain nombre de facteurs, dont le temps pluvieux dans l'Ouest canadien et la situation liée à la COVID-19, ont ralenti les progrès de CTM au deuxième trimestre de 2020. Par conséquent, les dépenses de CTM sont moins élevées que prévu. Financière TMP continue de viser une augmentation de la limite de crédit disponible à 5,1 milliards de dollars pour 2020.

### **La Société de gestion Canada Hibernia**

La chute des prix du pétrole n'a pas eu d'incidence sur les objectifs et stratégies d'ensemble de la SGCH, comme l'indique le plan d'entreprise de la SGCH qui se trouve à l'annexe C du résumé du plan de la CDEV.

---

## Sommaire des risques et des mesures d'atténuation des risques

La chute des prix mondiaux du pétrole survenue en mars 2020 est considérable et aura une incidence sur les activités de la SGCH. Cela a notamment eu une incidence sur la capacité de la SGCH à verser des dividendes à la CDEV en 2020. Toutefois, cela ne devrait pas durer sur tout l'horizon de planification.

Nous soulignons que la pandémie de la COVID-19 constitue un risque qui n'avait pas été évalué par le passé et ce risque pourrait compliquer la poursuite des activités de production de pétrole en mer si le virus était détecté sur la plateforme. L'exploitant met en place des mesures d'atténuation du risque et la SGCH est mise au courant des changements importants aux activités d'exploitation. CTM a un faible risque à court terme lié à la faiblesse des prix du pétrole étant donné que les ajustements de ses produits tirés du transport approuvés par la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie ») atténuent le risque de volume.

### La Corporation de financement d'urgence d'entreprises du Canada (la « CFUEC »)

Le 10 mai 2020, le gouverneur en conseil a publié un décret (C.P. 2020-305) donnant instruction à la CDEV de constituer une filiale à cent pour cent, la CFUEC. La CFUEC est responsable de l'administration du CUGE. Ce programme offre du financement aux grandes entreprises dont la continuité de l'exploitation était assurée avant la crise de la COVID-19, dans le but de préserver la capacité économique et de maintenir les entreprises, leurs employés et leurs fournisseurs actifs jusqu'à ce que l'économie émerge du confinement et du ralentissement actuels. Le gouverneur en conseil a également émis un décret (C.P. 2020-307) donnant instruction à la CFUEC de mettre en œuvre le CUGE conformément aux modalités approuvées par le ministre des Finances.

La CFUEC est responsable de la réception et de l'analyse des demandes par rapport aux critères et aux modalités d'admissibilité approuvés par le ministre des Finances et de conclure des transactions de financement conformément à ces modalités. Les évaluations et le traitement des demandes par la CFUEC pourraient être faits avec l'aide de cabinets d'experts-conseils compétents retenus par celle-ci.

La CFUEC a conclu une entente de financement avec le ministre des Finances visant l'achat d'actions de la société, conformément aux pouvoirs qui sont conférés à ce dernier aux termes des sous-alinéas 60.2(2)(a)(i) et 60.2(2)(a)(iii) de la *Loi sur la gestion des finances publiques* récemment entérinés aux termes de la *Loi sur les mesures d'urgence visant la COVID-19*. Comme le recours des sociétés canadiennes au programme n'est pas encore connu, le montant total du financement n'a pas été avancé à la CFUEC immédiatement.

---

Les demandes dans le cadre du programme de CUGE sont acceptées depuis le 20 mai 2020.

La liste des modalités régissant les conditions à respecter pour obtenir les prêts consentis comprend notamment les modalités générales suivantes :

- Le montant des prêts consentis est fondé sur les prévisions des flux de trésorerie (montant minimal du prêt de 60 millions de dollars);
- 20 % du montant des prêts sera garanti afin de partager la garantie avec d'autres prêteurs;
- Il sera possible d'effectuer des prélèvements sur une période d'un an;
- L'emploi du produit du prêt sera assujetti à des restrictions;
- Le versement de dividendes, le rachat d'actions et la rémunération des dirigeants seront assujettis à des restrictions;
- Les emprunteurs cotés en bourse recevront des bons de souscription;
- Les emprunteurs qui sont des entreprises privées seront assujettis à des frais additionnels;
- Taux d'intérêt : 5 % la première année, 8 % la deuxième année et une hausse annuelle de 2 % pour les années subséquentes;
- Une échéance de cinq ans dans le cas de la tranche non garantie du prêt et la date d'échéance des prêts à terme existants dans le cas de la tranche garantie.

Bien que la CFUEC ait élaboré des projections financières générales dans les pages frontispices du plan de 2020, celles-ci ne sont pas incluses dans le présent résumé, car ces informations auront une incidence sur les négociations futures avec les demandeurs de financement et les autres prêteurs. Les produits d'intérêts, les charges d'exploitation et les pertes sur prêts éventuelles dépendent d'un bon nombre d'hypothèses qui sont, pour le moment, provisoires, et ils sont tributaires, dans la plupart des cas, de la taille globale du portefeuille de prêts, laquelle, là encore, est inconnue et ne peut être établie avec certitude.



## 6.0 SECTION FINANCIÈRE

### Mise à jour des prévisions pour 2020

Mise à jour des prévisions pour 2020 compte tenu de la COVID-19, de la chute des prix mondiaux du pétrole et des prévisions révisées des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation compte tenu de la décision des propriétaires d'Hibernia de suspendre les activités de forage et de reporter les projets discrétionnaires.

Mai 2020

en millions de dollars (à moins d'avis contraire)	Plan 2020 Octobre 2019	Prévisions 2020 Mai 2020
Quote-part de la SGCH dans la production à Hibernia (en b/j) <sup>1</sup>	8 450	8 890
Volume de ventes (en millions de b <sup>2</sup> par année)	3,09	3,25
Prix de vente moyen – en \$ US/b	62 \$	30 \$
Prix de vente moyen – en \$ CA/b	81 \$	41 \$
Ventes de pétrole brut	251	134
Redevances	55	29
Participation au bénéfice net	18	6
Charge d'impôt sur le résultat	26	11
Bénéfice net	64	6
Dépenses d'investissement	49	18
Dividendes à la CDEV	39	7
Rentrées de la PBN	189	63

<sup>1</sup> b/j signifie baril par jour

<sup>2</sup> b signifie barils

États résumés du résultat net et tableaux résumés des flux de trésorerie de la CDEV (de 2019 à 2024) :

en millions de dollars (conformément aux IFRS)	Données réelles de 2019	Prévisions et plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024
Ventes de pétrole de la SGCH (en millions de barils)	2,8	3,3	2,7	3,0	2,9	2,9
Prix par baril (en \$ CA)	87	41	84	86	89	92
Produits nets tirés du pétrole brut	168	99	170	194	201	199
Flux de trésorerie liés à l'exploitation de la SGCH	87	90	140	132	134	132
Dépenses d'investissement	(34)	(18)	(59)	(76)	(88)	(69)
Dividendes prévus de la SGCH versés à la CDEV	48	7	68	43	32	50
Dividendes additionnels de la SGCH prévus dans le plan	3					
Rentrées de la PBN (incluant celle de la SGCH)	13	63	150	169	155	186
(Perte nette) de Financière TMP compte non tenu des intérêts inscrits à l'actif	(117)	(258)	(426)	70	506	520
Flux de trésorerie liés à l'exploitation de CTM avant les variations des éléments du fonds de roulement*	120	103	108	76	1 120	1 178
Dépenses d'investissement des activités poursuivies de CTM	50	75	35	27	29	31
Dépenses d'investissement en trésorerie pour le PARTM	1 105	2 737	3 373	1 957	399	0
Dividendes de la SGCH		7	68	41	31	50
Dividendes liés à la PBN	63	63	71	49	115	135

\* Des ajustements majeurs ont été apportés aux éléments hors trésorerie du fonds de roulement en raison du remboursement des primes au quai qui font partie des éléments courants et non courants, mais qui ne sont pas de nature opérationnelle.

### Prévisions des produits de la SGCH et rentrées de la PBN

Les produits de la SGCH et les rentrées de la PBN et en définitive le bénéfice net de la CDEV et les dividendes que cette dernière verse à l'État sont tributaires de la production de pétrole d'Hibernia, des prix du pétrole brut et des dépenses d'investissement, tous des facteurs qui échappent au contrôle direct de la SGCH ou de la CDEV.

### *Projections financières de la CFUEC*

Au moment de la rédaction de la mise à jour du plan d'entreprise de 2020, seules des estimations générales ont été établies en ce qui a trait à l'ampleur estimative du programme de prêts et aux hypothèses financières relatives au calendrier des prélèvements et aux remboursements et les pertes sur prêts éventuelles. Ces hypothèses demeurent confidentielles, car ces facteurs peuvent influencer sur les négociations avec les emprunteurs et les autres prêteurs.

#### **6.4 Budget d'investissement**

Le budget d'investissement mis à jour de la CDEV pour 2020 se chiffre à 3,1 milliards de dollars, y compris les intérêts inscrits à l'actif de 0,2 milliard de dollars. Ce budget comprend essentiellement des dépenses d'investissement en trésorerie pour le projet d'agrandissement du réseau pipelinier Trans Mountain de 2,7 milliards de dollars.

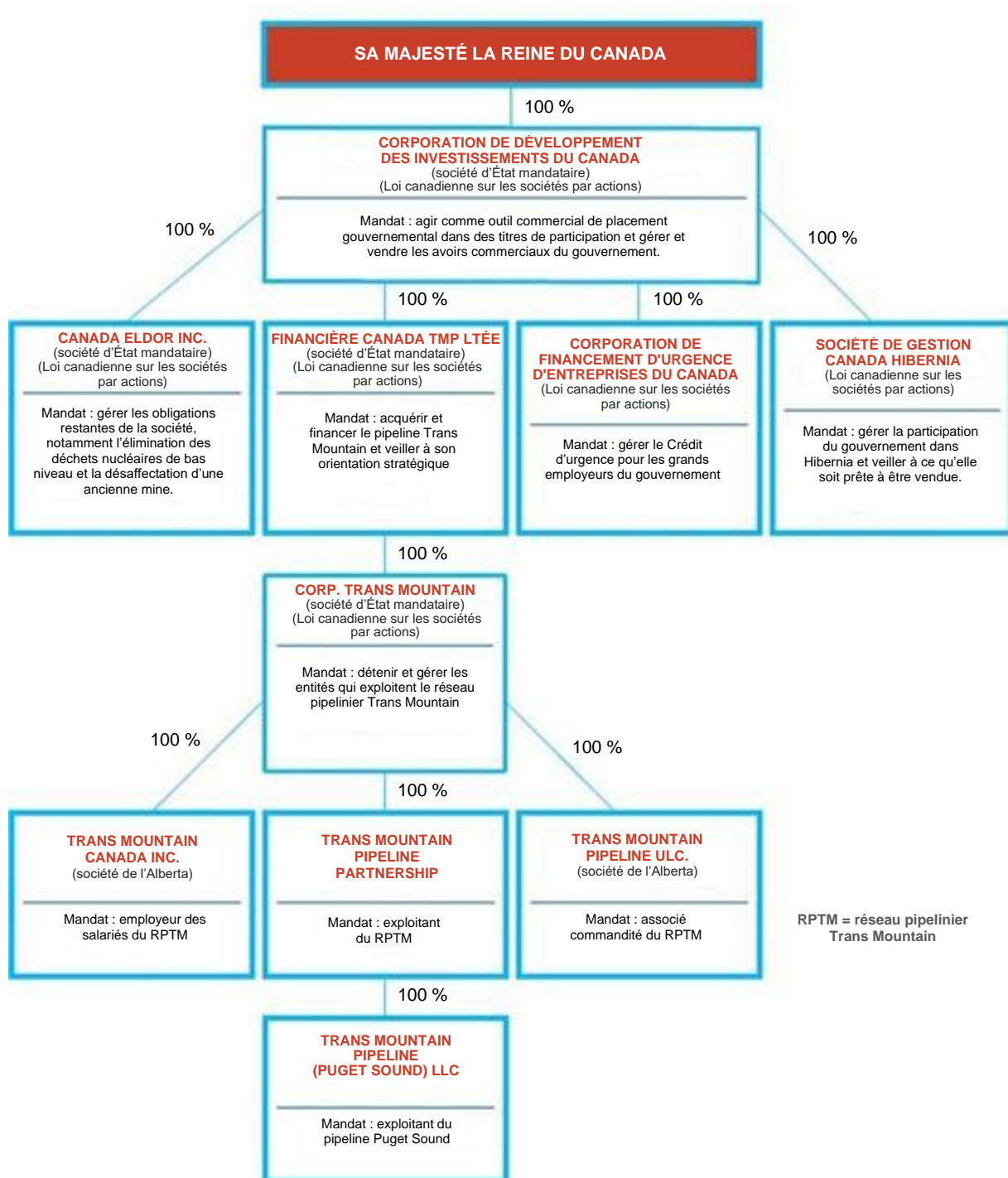
Les nouvelles activités de la CFUEC ne sont pas hautement capitalistiques.

#### **6.5 Budget d'exploitation**

Le budget d'exploitation mis à jour de la CDEV pour 2020 se chiffre à 9,3 millions de dollars (données non consolidées de la CDEV) majorés de 87 millions de dollars pour la SGCH et de 346 millions de dollars pour CTM. Veuillez vous reporter à l'annexe pertinent du plan principal pour obtenir de plus amples renseignements.

Les charges d'exploitation et d'administration pour la CFUEC varieront selon la taille du programme. Les charges ont principalement trait aux honoraires des conseillers financiers et juridiques et à la rémunération de la direction et du personnel. La CFUEC aura recours à des cabinets d'experts-conseils pour lui donner des conseils et du soutien pour l'administration du programme d'aide au crédit. Certaines des fonctions nécessaires au démarrage de la CFUEC seront assurées par des employés de la CDEV. Certaines charges pourraient être recouvrées des emprunteurs en imputant des frais liés aux prêts.

**Annexe A-1 – Organigramme**





Canada Development  
Investment Corporation

La corporation de développement  
des investissements du Canada

LA CORPORATION DE DÉVELOPPEMENT DES  
INVESTISSEMENTS DU CANADA

**RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE  
de 2020 à 2024 – PLAN PRINCIPAL**

et

**RÉSUMÉ DU BUDGET D'INVESTISSEMENT  
de 2020 – PLAN PRINCIPAL**

**Septembre 2020 avec des données en date de décembre 2019**

REMARQUE : Le plan d'entreprise de 2020 à 2024 et Budget d'investissement de 2020 de la CDEV a été rédigé et approuvé par le conseil d'administration de la CDEV avant la crise de la COVID-19 et la chute des prix mondiaux du pétrole survenue en 2020. Certains éléments des activités et des projections de la CDEV ont été touchés par ces événements. Afin de présenter l'information la plus à jour qui soit, le présent plan principal devrait être lu à la lumière de la mise à jour de juin 2020 qui est fournie. Le plan principal demeure pertinent en ce qui concerne les activités de la CDEV non touchées par ces événements. Les résumés de ces deux documents sont également fournis et doivent être lus en parallèle.

RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE DE LA CDEV  
TABLE DES MATIÈRES

1.0	RÉSUMÉ ET PROFIL DE L'ENTREPRISE .....	4
2.0	MANDAT ET APERÇU DE L'ENTREPRISE.....	6
3.0	GOVERNANCE D'ENTREPRISE ET CONTEXTE D'EXPLOITATION.....	8
4.0	RENDEMENT DE L'ENTREPRISE .....	9
4.1	Évaluation des résultats de 2019.....	9
5.0	OBJECTIFS ET STRATÉGIES DE LA CDEV POUR LA PÉRIODE ALLANT DE 2020 À 2024 .....	10
5.1	Corporation Trans Mountain .....	11
5.2	Financière Canada TMP Ltée .....	12
5.3	La Société de gestion Canada Hibernia.....	12
5.4	Participation au bénéfice net .....	13
5.5	Canada Eldor Inc.....	13
5.7	Sommaire des risques et des mesures d'atténuation des risques.....	14
6.0	SECTION FINANCIÈRE .....	15
6.1	Aperçu financier pour l'exercice 2019.....	15
6.2	Rapports financiers trimestriels.....	15
6.3	Commentaires, faits saillants et principales hypothèses des prévisions financières .....	16
6.4	Budget d'investissement.....	19
6.5	Budget d'exploitation .....	19
	Annexe A-1 – Organigramme et conseil d'administration .....	20
	Annexe A-2 – États financiers consolidés pro forma de la CDEV pour les exercices allant de 2018 à 2024.....	22
	Annexe A-3 Lettre de mandat.....	26

## 1.0 RÉSUMÉ ET PROFIL DE L'ENTREPRISE

### QUI NOUS SOMMES

La Corporation de développement des investissements du Canada (la « Corporation » ou la « CDEV ») a été constituée en société en 1982 conformément aux dispositions de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* et elle appartient en totalité à Sa Majesté la Reine du chef du Canada. La CDEV est une société d'État mandataire inscrite à la partie II de l'annexe III de la *Loi sur la gestion des finances publiques* et elle n'est pas assujettie aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu*. La CDEV relève du Parlement par l'entremise du ministère des Finances (le « ministère »). La CDEV possède quatre filiales en propriété exclusive, soit la Société de gestion Canada Hibernia (la « SGCH »), Canada Eldor Inc. (« CEI »), la Corporation de financement d'urgence d'entreprises du Canada et Financière Canada TMP Ltée (« Financière TMP »), laquelle est propriétaire de Corporation Trans Mountain (« CTM ») et de ses filiales. Le mandat principal de la CDEV est de gérer les actifs du gouvernement qui lui sont confiés dans une perspective commerciale. La CDEV entreprend également des analyses de certains actifs du gouvernement dans une perspective commerciale à la demande du ministère des Finances.

### CE QUE NOUS FAISONS

En 2019, la CDEV a négocié une convention d'achat et de vente avec un acheteur pour la vente de la participation du gouvernement dans Ridley Terminals Inc. (« RTI »). La vente a été réalisée le 23 décembre 2019.

Le 20 août 2019, la CDEV a reçu une lettre du ministre des Finances qui l'informait du transfert de l'entente de participation au bénéfice net (la « PBN ») du projet de développement Hibernia et de l'entente de participation accessoire au bénéfice net (la « PABN ») du projet de développement Hibernia (conjointement, la « PBN ») du ministre des Ressources naturelles à la CDEV. La CDEV a commencé à recevoir des paiements au titre de la PBN en septembre.

En 2019, la CDEV a géré sa participation de 100 % dans Corporation Trans Mountain (« CTM »), y compris l'attribution d'un financement à CTM pour financer la construction du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (le « PARTM »). Afin de financer les avances consenties à CTM, Financière Canada TMP Ltée, filiale de la CDEV, a emprunté de l'argent à partir du Compte du Canada, administré par Exportation et développement Canada (« EDC »). Ces emprunts sont régis par une convention de crédit par l'intermédiaire du Compte du Canada d'EDC. Aux termes de cette convention, la CDEV, par l'intermédiaire de sa filiale de financement Financière TMP, verse des intérêts de 4,7 %. À la fin de 2019, les emprunts à rembourser s'élevaient à environ 6 milliards de dollars. En 2019, CTM a engagé des coûts de 1 milliard de dollars au titre du PARTM. La construction du PARTM a véritablement commencé en octobre 2019. Les présentes prévisions supposent que tous les coûts de construction de CTM et les frais d'intérêt connexes seront financés par un emprunt sur le Compte du Canada, administré par EDC. Le nouvel emprunt, par la voie d'une facilité de construction



après de Financière TMP pour 2020, devrait s'établir à 3,1 milliards de dollars. Financière TMP prévoit que l'encours total des prêts sur la facilité de construction s'établira à 5,1 milliards de dollars le 31 décembre 2020. Le nouvel emprunt prévu pour le premier trimestre de 2021 est de 1 milliard de dollars. Financière TMP prévoit que l'encours total des prêts sur la facilité de construction au 31 mars 2021 s'élèvera à 6,1 milliards de dollars.

La SGCH détient une participation directe dans la plateforme de production pétrolière extracôtière Hibernia. La SGCH continue de dégager des bénéfices, un volume de ventes de 2,7 millions de barils de pétrole étant prévu pour 2019. Cette projection représente une baisse par rapport aux ventes de 3,13 millions de barils en 2018, principalement en raison de l'interruption de la production de la plateforme pendant 80 % du troisième trimestre attribuable à deux déversements d'hydrocarbures indépendants l'un de l'autre en juillet et en août 2019. Le bénéfice net prévu est de 57 millions de dollars, contre un bénéfice net de 76 millions de dollars en 2018.

CEI continue de payer les coûts relatifs à la mise hors service de l'ancien site minier et les prestations de retraite de certains anciens employés.

La CDEV, conformément à ses obligations en vertu de la *Loi sur la gestion des finances publiques*, a tenu son assemblée publique annuelle le 11 décembre 2019 à Ottawa, en Ontario.

La principale tâche de la CDEV en 2020, et ce jusqu'en 2024, sera de superviser la gestion de CTM, d'assurer la construction du PARTM, de susciter l'intérêt des autochtones dans la participation au PARTM et de préparer l'entité en vue de son dessaisissement. Financière TMP agira à titre d'entité de financement de CTM, fournissant des capitaux empruntés et des capitaux propres à CTM.

CEI projette de transférer 20 des 65 biens restants du site minier désaffecté de Beaverlodge au programme de contrôle institutionnel (« CI ») de la Province de la Saskatchewan en 2020.

Nous continuerons à gérer le produit de la PBN et les fonctions d'audit.

Les principaux risques pesant sur la CDEV sont liés à l'incertitude quant au calendrier des activités de construction du PARTM. L'obtention des permis et des terrains aura une incidence sur le calendrier et la vitesse de la construction du projet. Financière TMP a une dette en cours de 6 milliards de dollars en décembre 2019. L'achèvement du PARTM devrait coûter une somme additionnelle de 8,4 milliards de dollars (exclusion faite des coûts de financement) de 2020 à 2023. À l'heure actuelle, tous les coûts sont financés uniquement par la dette, et il faudra avoir recours à un emprunt pour payer les frais d'intérêt au Compte du Canada.

La gestion des risques d'exploitation de CTM, qui sont considérables, est assurée par une équipe de direction chevronnée qui dispose de systèmes et de processus axés sur les risques.

### Budget d'investissement

Le budget d'investissement total pour 2020 de 3,15 milliards de dollars présenté dans le tableau des flux de trésorerie (annexe 2) se compose de 2,92 milliards de dollars de dépenses d'investissement du PARTM plus 0,18 milliard de dollars d'intérêts capitalisés pour le PARTM plus 49 millions de dollars pour les dépenses de la SGCH.

L'estimation du coût du PARTM est de 12,6 milliards de dollars, comme l'a approuvé le conseil d'administration de CTM en février 2020.

## 2.0 MANDAT ET APERÇU DE L'ENTREPRISE

### Mandat

Les statuts constitutifs de la CDEV lui confèrent un mandat très large. La CDEV a été constituée en société afin de fournir un organe commercial aux placements de l'État en titres de capitaux propres et pour gérer les avoirs commerciaux du Canada. La CDEV a pour objectif principal d'exercer toutes ses activités dans l'intérêt du Canada, dans une perspective commerciale.

En novembre 2007, le ministre des Finances a écrit au président du conseil et a indiqué que la CDEV, en ce qui concerne ses activités futures, « devra dorénavant se forger un avenir axé sur la gestion continue de ses actifs actuels dans une perspective commerciale et prêter son concours au gouvernement dans la recherche de nouvelles orientations qui conviennent aux capacités de la CDEV, tout en conservant la capacité de se dessaisir de ses actifs actuels et de toute autre participation de l'État, à la demande du ministre des Finances ». La CDEV continue à exercer ses activités dans le cadre de ce mandat.

**La vision de la CDEV** : être la ressource principale de l'État canadien en matière d'évaluation, de gestion et de dessaisissement de ses actifs commerciaux.

**La mission de la CDEV** : agir dans l'intérêt du Canada, au nom du ministre des Finances, et offrir un jugement et des pratiques commerciales solides en matière d'évaluation, de gestion et de dessaisissement des actifs de l'État canadien.

### Aperçu des activités

Les activités de la CDEV sont déterminées par les priorités du gouvernement et la Corporation est gérée dans une perspective commerciale. La CDEV gère également la vente de certains actifs de l'État et aide le gouvernement, à sa demande, en effectuant des analyses de certains actifs du gouvernement fédéral.

### *Financière Canada TMP Ltée*

Financière TMP est propriétaire de CTM et en est également l'entité de financement. Il est prévu que Financière TMP recevra des fonds du gouvernement afin de pourvoir aux besoins en trésorerie de CTM. Il est actuellement prévu que le financement sera assuré à 100 % par des emprunts sur le Compte du Canada. L'encours de la dette est régi par une convention de crédit avec EDC. Le taux d'intérêt de 4,7 % sur cette dette est présumé être maintenu à 4,7 % pendant toute la durée de la convention de crédit.

En vertu d'un accord de financement intervenu entre Financière TMP et CTM, 55 % des fonds avancés à CTM sont sous forme de prêts et 45 %, sous forme de capitaux propres. Les prêts payables par CTM à Financière TMP portent intérêt au taux de 5,0 %. Cette structure est conforme à l'entente relative au régime de droits intervenue entre la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie », auparavant connue sous le nom d'Office national de l'énergie ou « ONE ») et les expéditeurs du pipeline Trans Mountain. Il est prévu que Financière TMP devra emprunter des fonds pour payer une partie de ses frais d'intérêt en plus des emprunts pour financer CTM.

### *Corporation Trans Mountain*

Veillez vous reporter à l'annexe B pour obtenir de plus amples renseignements sur CTM. CTM détient la société en commandite Trans Mountain Pipeline Limited (l'exploitant du pipeline Trans Mountain), Trans Mountain Pipeline ULC, (l'entité réglementée et le commandité du pipeline), Trans Mountain Canada Inc. (l'employeur et l'entité de service) et Trans Mountain Puget Inc. (qui détient la section américaine du réseau), comme l'illustre l'organigramme qui figure à l'annexe A-1. En 2019, CTM a reçu l'autorisation réglementaire de reprendre la construction du PARTM. En 2019, les travaux ont été axés sur le redémarrage du nouveau terminal de Westridge, l'achèvement du portail du tunnel du mont Burnaby, l'agrandissement du terminal pétrolier de Burnaby et le déblaiement initial pour les tronçons un et deux près d'Edmonton. Une estimation du coût du projet et un calendrier de construction révisés ont été préparés en 2019. La nouvelle estimation des coûts se chiffre à 12,6 milliards de dollars et la mise en service devrait avoir lieu vers la fin de 2022, l'achèvement complet étant prévu pour le milieu de 2023.

### *Participation au bénéfice net*

En août 2019, le gouvernement a transféré la responsabilité du Canada conformément à l'entente de participation au bénéfice net (la « PBN ») et à l'entente de participation accessoire au bénéfice net (la « PABN ») du projet de développement Hibernia (conjointement, la « PBN ») du ministre des Ressources naturelles à la CDEV par voie d'un protocole d'entente signé. La PBN permet au gouvernement, et désormais à la CDEV, de recevoir environ 10 % de tous les bénéfices de la production pétrolière du champ principal d'Hibernia (c'est-à-dire la PBN) ainsi que 10 % des redevances provenant des activités accessoires d'Hibernia (c'est-à-dire la PABN), comme le prolongement sud d'Hibernia. Le bénéfice net s'entend des produits spécifiques, diminués de certaines charges d'exploitation et dépenses d'investissement en trésorerie engagées par les propriétaires, moins les paiements de redevances. Pour s'acquitter des responsabilités qui lui incombent en vertu de l'entente, la CDEV fera appel

à des particuliers et à des cabinets professionnels pour auditer les soumissions liées au PBN présentées par les propriétaires d'Hibernia.

### *La SGCH*

La SGCH a été créée en mars 1993 aux seules fins de détenir, de gérer, d'administrer et d'exploiter une participation directe de 8,5 % dans le projet Hibernia. L'objectif principal de la SGCH est de gérer de manière commerciale sa participation dans le projet Hibernia, s'assurant ainsi que l'actif demeure prêt à la vente si jamais l'État canadien décidait de s'en dessaisir. Ces fonctions sont assurées par une équipe de direction chevronnée qui opère à partir de Calgary, et un conseiller technique a pour mandat de préparer des rapports d'évaluation technique et économique des réserves (voir l'annexe C).

### *Mandats de vente et d'examen d'actifs*

La vente de Ridley Terminals Inc., négociée au milieu de 2019, a été conclue en décembre 2019 pour un prix de vente de 350 millions de dollars pour 90 % de la société.

### *CEI*

CEI, par l'entremise de Cameco, gestionnaire et détenteur de la licence d'exploitation du site minier Beaverlodge, continue de gérer les biens pour lesquels elle a reçu une licence. Des projets ont été entrepris en vue de transférer les biens au programme de contrôle institutionnel (« CI ») du gouvernement de la Saskatchewan pendant la période d'autorisation actuelle pour les biens, qui se termine en 2023.

## **3.0 GOUVERNANCE D'ENTREPRISE ET CONTEXTE D'EXPLOITATION**

La gestion de la CDEV est assurée par une équipe établie à Toronto, en Ontario, et dirigée par un vice-président directeur, qui travaille en étroite collaboration avec des conseillers, des avocats ainsi qu'avec les membres du conseil d'administration et ceux de la direction des filiales en vue d'assurer la bonne marche de la Corporation et de ses filiales. La CDEV compte actuellement six employés. Elle retient également les services de plusieurs entrepreneurs, principalement pour l'aider à superviser le déroulement du PARTM de CTM.

La CDEV relève du Parlement par l'entremise du ministère des Finances. Le conseil d'administration de la CDEV surveille et supervise les activités et les affaires de la CDEV. À l'heure actuelle, le conseil d'administration de la CDEV est composé d'un président du conseil, nommé le 27 mars 2019, et de six autres administrateurs. L'annexe A-1 présente l'organigramme de la Corporation et la liste actuelle des membres du conseil d'administration et des dirigeants de la CDEV. Tous les membres du conseil d'administration sont indépendants de la direction de la CDEV.

## Examen spécial

En juin 2018, un examen spécial de la CDEV mené par le Bureau du vérificateur général du Canada et KPMG, conformément à la réglementation de la LGFP, a été publié. L'examen a permis de constater que la CDEV n'avait pas de chef de la direction nommé par le gouverneur en conseil. Le conseil d'administration de la CDEV a lancé un processus de recommandation d'un candidat au poste de chef de la direction au gouverneur en conseil. Le conseil d'administration est en pourparlers avec le BCP et prévoit finaliser le processus d'embauche au cours du premier trimestre de 2020, mais, cela dit, le calendrier de nomination d'un chef de la direction par le BCP n'est pas du ressort de la CDEV. Parmi les autres améliorations recommandées mises en place en 2019 figurent l'élaboration d'une politique officielle en matière de risques et la mise en place d'un processus de présentation des risques. En outre, la procédure visant à déceler les conflits d'intérêts des membres de la direction et du conseil d'administration a été améliorée, et la SGCH travaille actuellement à l'amélioration du registre des contrats, ce qui devrait être terminé en 2020.

## 4.0 RENDEMENT DE L'ENTREPRISE

### 4.1 Évaluation des résultats de 2019

Le tableau ci-dessous présente notre rendement réel en 2019 comparativement aux objectifs énoncés dans le plan d'entreprise de 2019 à 2023 :

Objectifs de 2019	Résultats de 2019
Superviser et surveiller CTM et lui fournir un soutien stratégique.	La CDEV a noué de solides relations de travail avec la direction de CTM; elle a participé à la planification stratégique et aux séances d'examen, elle a aidé CTM à se convertir en société d'État et elle a retenu les services de sous-traitants pour procurer une garantie sur le PARTM.
Financière TMP doit fournir du financement à CTM.	Financière TMP a négocié une augmentation de ses facilités de crédit auprès du Compte du Canada et une entente de financement avec CTM afin d'assurer le financement du PARTM.
Gérer la participation directe dans Hibernia par l'intermédiaire de la SGCH; maintenir les actifs de manière à ce qu'ils soient prêts en vue de leur éventuel dessaisissement et en maximiser la valeur dans la mesure du possible.	Les résultats financiers ont été satisfaisants compte tenu de l'arrêt imprévu des activités. La SGCH s'est efforcée de faire progresser les possibilités de développement d'Hibernia. La CDEV a investi 12 millions de dollars dans le fonds pour abandon en 2019.
Gérer la SGCH de façon efficiente et en maximiser la valeur malgré sa participation limitée de 8,5 %.	Compte tenu de l'arrêt imprévu de 10 semaines au troisième trimestre 2019 en raison de deux déversements d'hydrocarbures indépendants

	l'un de l'autre, le bénéfice net devrait s'élever à 57 millions de dollars, contre un bénéfice de 81 millions de dollars prévu au plan. La production a diminué de 17 % par rapport au plan de 2019.
Gérer les mandats de vente des actifs de l'État.	Un accord d'achat et de vente a été négocié visant la vente d'une participation de 90 % dans RTI. La transaction a été conclue le 23 décembre 2019.
Faire preuve d'efficience opérationnelle et de souplesse pour répondre aux exigences du ministère des Finances.	La CDEV a eu recours aux cabinets-conseils possédant les compétences et l'effectif de réserve nécessaires compte tenu des exigences inégales des travaux, elle est demeurée conforme à la directive sur les frais de déplacement et elle a maintenu un fonds de réserve suffisant pour s'assurer d'avoir les ressources nécessaires pour remplir son mandat.
Gérer CEI Canada et ses obligations.	CEI continue de superviser la gestion par Cameco des activités de remise en état d'un site et les prévisions budgétaires; elle a pris part aux audiences de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (la « CCSN ») à l'automne 2019. Transfert éventuel de 20 biens à la fin de 2019.

### *Corporation Trans Mountain*

Depuis son acquisition jusqu'à la fin de 2019, CTM aura dépensé 1,4 milliard de dollars (à l'exclusion des coûts de financement) pour le projet. En 2019, les efforts ont porté sur l'acquisition de permis et de terrains pour la construction du projet, les activités de construction au terminal d'Edmonton, au terminal de Burnaby, au terminal maritime de Westridge ainsi que sur les travaux de déboisement des tronçons 1 et 2 près d'Edmonton.

L'encours des emprunts sur le Compte du Canada au 31 décembre 2019 s'élevait à 4,7 milliards de dollars pour la facilité d'acquisition et à 1,4 milliard de dollars pour la facilité de construction. Au troisième trimestre 2019, Financière TMP, en vertu du référentiel comptable des IFRS, a commencé à incorporer au coût de son actif une partie des frais d'intérêt liés aux coûts de construction du PARTM engagés à ce jour.

## **5.0 OBJECTIFS ET STRATÉGIES DE LA CDEV POUR LA PÉRIODE ALLANT DE 2020 À 2024**

Les objectifs principaux de la CDEV sont de gérer d'une façon commerciale les intérêts du gouvernement qui lui sont confiés. Les principaux domaines d'activités pour l'exercice 2020 et les années subséquentes sont les suivants :

- Superviser et surveiller Corporation Trans Mountain et lui fournir un soutien stratégique. Conformément au plan d'entreprise de CTM (annexe B), les objectifs clés de CTM pour l'exercice 2020 sont :

- de poursuivre l'exploitation du réseau pipelinier Trans Mountain et du réseau de Puget existants de façon sûre et efficace;
- de construire le projet d'agrandissement du réseau pipelinier Trans Mountain d'une manière sûre, respectueuse de l'environnement et commercialement viable.
- Financière TMP assure le financement de CTM pour ses besoins d'exploitation et de financement. Financière TMP sollicitera du financement du gouvernement. Les projections financières ci-jointes supposent que 100 % du financement du PARTM prendra la forme de prêts du Compte du Canada à Financière TMP.
- Gérer notre participation directe dans le champ pétrolifère Hibernia par l'entremise de notre filiale, la SGCH, avec une approche commerciale prudente.
- Continuer à maintenir la SGCH sur la voie d'une vente éventuelle.
- Gérer les activités de la CDEV de manière à maintenir sa capacité à exécuter toutes les tâches qui lui sont confiées de façon efficace. Il s'agit notamment de s'assurer que les employés et la direction sont mobilisés et reçoivent une formation sur les enjeux pertinents, de demeurer en communication avec les conseillers éventuels et de maintenir un niveau de liquidités suffisant pour financer les éventualités et les nouveaux projets. Le chef de la direction actuel de la CDEV travaille à temps partiel.
- Participer à l'examen des actifs du gouvernement à la demande du ministre des Finances et demeurer disponibles et prêts à répondre aux besoins du gouvernement en ce qui a trait à tout mandat futur compte tenu des moyens et des compétences de la CDEV.
- Gérer toute responsabilité liée à l'attribution de la PBN à la CDEV, y compris toute fonction d'audit et les rentrées de tout produit de la PBN provenant des propriétaires d'Hibernia.

## 5.1 Corporation Trans Mountain

Veillez vous reporter à l'annexe B pour obtenir de plus amples renseignements sur les objectifs et les stratégies de CTM. Corporation Trans Mountain a pour mandat de détenir et d'exploiter le réseau pipelinier Trans Mountain et de réaliser le projet d'agrandissement connexe en temps opportun et d'une manière viable du point de vue commercial.

CTM mettra l'accent sur une exploitation efficace et rentable du pipeline d'une manière conforme à son programme d'environnement, de santé et de sécurité. Les produits tirés des services de transport réglementés sont tributaires des tarifs établis par la Régie et des volumes transportés prévus.

### Le PARTM

CTM poursuivra le développement du PARTM d'une façon commercialement viable en respectant les normes environnementales, de santé et de sécurité, ainsi que les meilleures pratiques. Le calendrier de construction actuel du PARTM prévoit d'importantes activités de construction en 2020 et en 2021 de même que des activités de mise en service et d'essai, la mise en service de l'agrandissement étant prévue pour

2022. Il y a lieu de se reporter au budget d'investissement pour en savoir davantage sur les sommes qui devraient être dépensées pour le PARTM de 2020 à 2023.

Au début de 2020, le conseil d'administration de CTM a approuvé une estimation du coût révisée de 12,6 milliards de dollars (y compris les coûts de financement de 1,7 milliard de dollars). Les dépenses en trésorerie figurant dans les états financiers ci-joints sont fondées sur cette nouvelle estimation de 12,6 milliards de dollars.

L'estimation du coût de 12,6 milliards de dollars a été préparée sur une base de catégorie 2 qui présente un niveau de précision et de confiance bien plus élevé que les estimations précédentes élaborées par l'équipe du projet de CTM.

La décision d'investissement initiale du projet a été approuvée en juin 2019, après avoir tenu compte de nombreux facteurs, et elle a été prise sur une base commerciale. Selon une hypothèse clé, la construction commencerait véritablement au troisième trimestre 2019 après la réception d'un décret révisé pour le projet et les approbations correspondantes de la Régie. Le projet devrait être mis en service d'ici décembre 2022. Les réservoirs finaux et le quai agrandi seraient terminés vers le milieu de 2023, lorsque la pleine capacité serait atteinte. Il est à noter que toutes les augmentations de coûts ne seraient pas absorbées par CTM dans son analyse de la rentabilité et que certaines augmentations de coûts seraient assumées par les expéditeurs par l'intermédiaire de leurs droits, y compris les coûts non plafonnés.

## **5.2 Financière Canada TMP Ltée**

Financière TMP continuera d'avoir accès à du financement par emprunt à partir du Compte du Canada géré par l'EDC. Financière TMP financera CTM selon un ratio de 55 % de capitaux empruntés et de 45 % de capitaux propres. À l'heure actuelle, compte tenu du fait que Financière TMP emprunte 100 % de ses besoins financiers (à un taux d'intérêt de 4,7 %), mais prête seulement 55 % de ce montant à CTM (à un taux d'intérêt de 5,0 %), ses flux de trésorerie seront insuffisants. Si Financière TMP continue à être financée à 100 % par des capitaux empruntés, elle sera tenue de prélever des fonds sur sa facilité de construction afin de payer certains intérêts sur les facilités pour l'acquisition et la construction. Une partie des frais d'intérêt sera inscrite à l'actif pendant la construction, ce qui réduira la perte comptable de Financière TMP et de la CDEV.

Financière TMP cherchera à obtenir la capacité d'emprunter jusqu'à 5,1 milliards de dollars jusqu'au 31 décembre 2020, et une capacité d'emprunter jusqu'à 6,1 milliards de dollars jusqu'au 31 mars 2021.

## **5.3 La Société de gestion Canada Hibernia**

L'annexe C présente de plus amples renseignements sur les objectifs et les stratégies de la SGCH. À un haut niveau, il est à noter que le volume de ventes de 3,09 millions de barils de pétrole de la SGCH prévu pour 2020 est supérieur à celui des prévisions de 2019, qui était de 2,70 millions de barils, en raison des arrêts de production imprévus qui se sont produits au troisième trimestre de 2019.



Les dividendes versés par la SGCH devraient se situer dans une fourchette de 32 à 68 millions de dollars par année au cours de la période visée par le plan d'entreprise. Le dividende moyen se chiffre à environ 8 millions de dollars, soit un montant inférieur aux dividendes prévus dans le plan de l'exercice précédent, principalement en raison de la baisse prévue des cours du pétrole et de l'augmentation des dépenses d'investissement. Puisque la SGCH est une société qui ne possède qu'un seul actif, celle-ci garde des fonds en réserve pour pourvoir à ses obligations liées à la mise hors service du projet Hibernia. À la fin de 2019, la SGCH a constitué une réserve d'environ 100 millions de dollars dans le compte du Trésor ainsi qu'un montant de 50 millions de dollars sous forme d'autres actifs financiers, notamment pour couvrir les coûts d'abandon.

Le plan d'entreprise de 2020 de la SGCH prévoit un bénéfice net de 64 millions de dollars, soit un montant supérieur aux prévisions de 57 millions de dollars en 2019. Les dividendes versés par la SGCH devraient se chiffrer à 39 millions de dollars en 2020 comparativement aux prévisions de 48 millions de dollars en 2019. La diminution des dividendes en 2020 par rapport à 2019 résulte d'une augmentation des dépenses d'investissement de 14 millions de dollars.

#### **5.4 Participation au bénéfice net**

Le transfert de la participation au bénéfice net à la CDEV lui permet de recevoir un paiement de la part des propriétaires d'Hibernia qui correspond à 10 % du bénéfice net. Au cours de la période visée par le plan, les montants à recevoir ont été estimés selon les paiements prévus par la SGCH et en appliquant un facteur fondé sur sa part de la production du champ. La CDEV retiendra les services de cabinets professionnels et par la suite d'un auditeur afin de passer en revue les soumissions des propriétaires au titre de la PBN et de finaliser les déterminations au titre de la PBN. Les rentrées de la PBN attendues peuvent varier considérablement en raison de la fluctuation des prix du pétrole (voir ci-dessous) et des dépenses d'investissement en trésorerie déductibles par les propriétaires.

#### **5.5 Canada Eldor Inc.**

CEI a des obligations relativement à la remise en état d'un site minier d'uranium désaffecté d'Eldorado Nuclear dans le nord de la Saskatchewan et au paiement des coûts relatifs au régime d'avantages sociaux des anciens employés. CEI est aussi une partie défenderesse dans un recours collectif intenté il y a plusieurs années dans le comté de Deloro en Ontario.

CEI continuera de payer à Cameco les coûts associés aux activités de remise en état de la mine, les frais réglementaires et les coûts relatifs au régime d'avantages sociaux des anciens employés. Les dépenses prévues pour l'exercice 2020 sont de 2,5 millions de dollars et les dépenses pour la période entière de 2020 à 2024 visée par le plan se chiffrent à 10,5 millions de dollars. CEI possède des actifs de 19 millions de dollars pour payer ces coûts attendus. Les paiements à Cameco relatifs aux prestations définies aux anciens employés s'établissent en moyenne à 100 000 \$ par année. CEI prélèvera un montant de 5 millions de dollars du compte du Trésor en 2020.

## L'état du projet et les enjeux en suspens

Une audience de la CCSN a été tenue en octobre 2019 afin d'examiner le transfert d'autres biens au programme de CI. En décembre 2019, la commission a approuvé le transfert en 2020 de 20 biens au programme de contrôle institutionnel de la province de la Saskatchewan.

### **5.6 Examen des actifs de l'État et des mandats de vente**

#### Examen des actifs de l'État

Nous demeurons disponibles et prêts à commencer l'examen des sociétés d'État ou d'autres actifs si le gouvernement nous en fait la demande. Nos principales fonctions consistent à conseiller le ministère des Finances, à préparer des énoncés des travaux bien définis en collaboration avec le ministère des Finances, à choisir un conseiller au moyen d'un processus rigoureux et équitable et à produire des rapports éclairants pour le gouvernement.

### **5.7 Sommaire des risques et des mesures d'atténuation des risques**

La CDEV et ses filiales sont exposées à certains risques. Les risques liés à CTM et à la SGCH sont décrits en détail dans leurs plans d'entreprise respectifs. Les principaux risques auxquels est exposée la CDEV (non consolidée) ont trait à la réputation.

Le principal risque auquel est exposée Financière TMP s'entend de la capacité de financer le PARTM de CTM au cours des trois prochaines années.

CEI est assujettie à des obligations et ne peut obtenir des fonds additionnels. Elle s'en remet à Cameco pour gérer et budgéter les activités liées à la remise en état d'un site. Une mesure d'atténuation importante de ces risques réside dans le transfert des biens au contrôle institutionnel, ce qui aura pour effet de diminuer de façon importante les coûts de surveillance. Cependant, ces transferts ne suppriment pas complètement les obligations de CEI ayant trait à de futures incidences environnementales et les coûts financiers connexes.

## 6.0 SECTION FINANCIÈRE

### 6.1 Aperçu financier pour l'exercice 2019

Les calendriers financiers ci-joints ont été établis en décembre 2019. Ils n'incluent pas les opérations de la nouvelle filiale pour le programme de CUGE et ne comprennent pas les chiffres financiers prévisionnels révisés de la SGCH 2020 qui ont été recalculés en raison des changements du marché du pétrole brut au premier et au deuxième trimestre 2020. Ces deux changements sont reflétés dans la première partie du plan d'entreprise 2020.

La CDEV prévoit un bénéfice net consolidé de 49 millions de dollars pour 2019, ce qui comprend un bénéfice de 62 millions de dollars provenant de la SGCH, un bénéfice d'exploitation de 139 millions de dollars (déduction faite des ajustements liés aux IFRS et avant intérêts et impôts) de CTM, moins la perte de 53 millions de dollars de Financière TMP (compte tenu du coût financier net et de certains intérêts incorporés dans le coût de l'actif) et moins les charges d'exploitation de la CDEV. La CDEV prévoit verser des dividendes de 63 millions de dollars en 2019, par rapport à des prévisions de 58 millions de dollars. (Se reporter aux tableaux 2 et 3 ci-dessous).

Il y a lieu de consulter l'annexe pour les prévisions financières pro forma (exercice clos en décembre) (dans les tableaux suivants, les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué) :

- Tableau 1 – États consolidés de la situation financière
- Tableau 2 – Tableaux consolidés des flux de trésorerie
- Tableau 3 – États consolidés des variations des capitaux propres
- Tableau 4 – États consolidés du résultat global

Les principales hypothèses se rapportant aux tableaux susmentionnés sont décrites à la section 6.3.

### 6.2 Rapports financiers trimestriels

La CDEV publie des états financiers trimestriels, lesquels sont affichés en français et en anglais sur son site Web ([www.cdev.gc.ca](http://www.cdev.gc.ca)) dans les 60 jours suivant la fin de chaque trimestre.

### 6.3 Commentaires, faits saillants et principales hypothèses des prévisions financières

États résumés du résultat net et tableaux résumés des flux de trésorerie de la CDEV (de 2019 à 2024) :

en millions de dollars (conformément aux IFRS)	Prévisions 2019	Plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024
Ventes de pétrole de la SGCH (en millions de barils)	2,7	3,1	2,7	3,0	2,9	2,9
Prix par baril (en \$ CA)	85	81	84	86	89	92
Produits nets tirés du pétrole brut	162	178	170	194	201	199
Flux de trésorerie liés à l'exploitation de la SGCH	77	104	140	132	134	132
Dépenses d'investissement	(35)	(49)	(59)	(76)	(88)	(69)
Dividendes prévus de la SGCH versés à la CDEV	48	39	68	43	32	50
Rentrées de la PBN (incluant celle de la SGCH)	12	189	150	169	155	186
(Perte nette) de Financière TMP compte non tenu des intérêts inscrits à l'actif	(117)	(258)	(426)	70	506	520
Flux de trésorerie liés à l'exploitation de CTM avant les variations des éléments du fonds de roulement *	120	103	108	76	1 120	1 178
Dépenses d'investissement des activités poursuivies de CTM	50	75	35	27	29	31
Dépenses d'investissement en trésorerie pour le PARTM	1 105	2 737	3 373	1 957	399	0

\* Des ajustements majeurs ont été apportés aux éléments hors trésorerie du fonds de roulement en raison du remboursement des primes au quai qui font partie des éléments courants et non courants, mais qui ne sont pas de nature opérationnelle.

#### Prévisions des produits de la SGCH et des rentrées de la PBN

Les produits de la SGCH et les rentrées de la PBN et en définitive le bénéfice net de la CDEV et les dividendes que cette dernière verse à l'État sont tributaires de la production de pétrole d'Hibernia, des prix du pétrole brut et des dépenses d'investissement, tous des facteurs qui échappent au contrôle direct de la SGCH ou de la CDEV. En 2020, le bénéfice net de la SGCH devrait être inférieur à celui prévu dans le plan antérieur de 2019 (64 millions de dollars au lieu de 84 millions de dollars) en raison surtout de la baisse des produits nets qui devrait résulter du recul anticipé de 9 % du prix du pétrole brut en \$ CA. La production d'Hibernia sera inférieure en 2021 en raison de la révision trisannuelle de la plateforme (arrêt pour entretien). Le prix du pétrole brut fluctuera, mais il n'existe pas de moyen fiable pour prédire le prix du pétrole brut à long terme puisque le marché à terme n'est pas fluide.

## Emprunts à payer au Compte du Canada

En 2019, Financière TMP a signé une entente modifiée visant une facilité de crédit pour la construction pour financer les coûts de construction et d'autres coûts de CTM. Financière TMP a reçu du ministre des Finances l'autorisation d'emprunter des sommes sur la facilité jusqu'à concurrence de la limite fixée à 4 milliards de dollars en 2020. Une demande a été faite pour accroître le pouvoir d'emprunt et ainsi assurer l'obtention des fonds nécessaires pour le financement des coûts du PARTM jusqu'à la fin de 2020 et au premier trimestre de 2021.

### 6.3.1 Hypothèses pour la période visée par le plan

Le présent plan d'entreprise repose sur les hypothèses suivantes :

#### **La Corporation de développement des investissements du Canada (non consolidé)**

- 1) Charges d'exploitation – Les prévisions financières supposent que la direction et le conseil d'administration continuent d'assurer une gestion rigoureuse des dépenses. Les charges administratives (salaires, avantages sociaux et autres) sont d'environ 4 millions de dollars par année au cours de toute la période visée par le plan d'entreprise. Ce montant est semblable à celui des années précédentes, mais il est difficile à prédire.
- 2) Les honoraires professionnels engagés par la CDEV, Financière TMP et CEI devraient être d'environ 5 millions de dollars pour l'exercice 2020 et les années subséquentes.
- 3) Cours de change – le cours de change utilisé par la CDEV et toutes ses filiales est de 1,31 dollar canadien pour 1 dollar américain. Comme la majorité des opérations de la CDEV et de ses filiales sont en dollars canadiens, les fluctuations des taux de change ont une incidence minimale sur les finances de l'entreprise.

#### **La Société de gestion Canada Hibernia**

- 4) Produits et charges d'exploitation – Les produits et charges d'exploitation de la SGCH sont présentés en détail à l'annexe C.

#### **Canada Eldor Inc.**

- 5) Les frais de remise en état d'un site devant être engagés au cours de la période visée par le présent plan d'entreprise s'élèvent à 8,7 millions de dollars. La plupart des coûts sont engagés au moment du transfert des biens au programme de contrôle institutionnel, ainsi que pour la surveillance à long terme et les frais réglementaires attendus en 2021 et en 2023.
- 6) Les intérêts sur les fonds déposés au compte du Trésor sont comptabilisés à un taux correspondant à 90 % du taux des bons du Trésor à 90 jours. Les réserves pour la remise en état d'un site sont majorées de 2 % par année pour tenir compte de l'inflation et actualisées au taux des bons du Trésor de 3 à 5 ans.

### Financière Canada TMP Ltée

- 7) Les emprunts contractés auprès d'EDC portent intérêt au taux de 4,7 % par année et comprennent des commissions d'engagement de 0,065 % sur les montants non utilisés. Les prêts de CTM (55 % du financement) rapportent des intérêts de 5,0 % tandis que les apports en capitaux propres restants ne portent pas intérêt. La commission d'engagement sur la facilité de crédit de 500 millions de dollars pour l'ONE est de 0,30 %.

### Corporation Trans Mountain

- 8) Dans les états financiers figurant au plan d'entreprise, il est présumé que les résultats d'exploitation du pipeline existant se maintiendront, les produits étant basés sur les droits approuvés par la Régie et les charges d'exploitation engagées, sur l'exploitation et le maintien du pipeline Trans Mountain d'une capacité de 300 000 barils de pétrole par jour, et ce, d'une façon efficace et conforme à son programme d'environnement, de santé et de sécurité ainsi qu'aux exigences de l'organisme de réglementation, la Régie de l'énergie du Canada. D'ici la fin de 2019, les activités de CTM ne dépendront plus d'aucun soutien de Kinder Morgan. Afin de s'assurer d'avoir des données financières comparatives à l'égard de périodes antérieures ou de groupes de comparaison, CTM prépare ses états financiers selon le référentiel comptable des entreprises réglementées aux termes des PCGR des États-Unis. La CDEV prépare ses informations financières conformément aux IFRS. Par conséquent, elle rend les informations financières de CTM conformes aux IFRS à des fins de consolidation. La CDEV présente donc les postes de l'état du résultat net ci-dessous, à la fois conformément aux PCGR des États-Unis et aux IFRS, avec les écritures d'ajustement appropriées.

<b>CTM en millions de dollars</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
BAIIA – PCGR des É.-U.	189	192	190	1 499	1 536
Fonds devant être utilisés pendant la construction (contrats d'achat ferme « Firm 50 »)	29	29	3	0	0
Autres (transformation numérique)	5	5			
BAIIA – IFRS	223	226	193	1 499	1 536

## 6.4 Budget d'investissement

Financière TMP et CEI n'exercent pas d'activités hautement capitalistiques et ne requièrent aucune dépense d'investissement pour du matériel ou pour d'autres acquisitions au cours de l'exercice 2020. La CDEV peut conclure un contrat de location de bureaux d'une durée d'au plus cinq ans en 2020. La SGCH autofinance ses dépenses d'investissement.

Il y a lieu de se reporter au plan d'entreprise de CTM qui figure à l'annexe B pour un complément d'information sur le budget d'investissement de CTM. L'estimation de coût du PARTM utilisée dans l'établissement des budgets d'investissement pour la période allant de 2020 à 2024 est de 12,6 milliards de dollars (incluant des coûts de financement de 1,7 milliard). Sur une base prospective, CTM estime que les charges décaissées s'établiront à 8,4 milliards de dollars et les coûts de financement, à 1,4 milliard de dollars. Les dépenses d'investissement de maintien de CTM affectées au pipeline existant sont financées à même les flux de trésorerie liés à l'exploitation.

Sommaire des dépenses d'investissement (comptabilité de trésorerie, compte non tenu des charges d'intérêts)

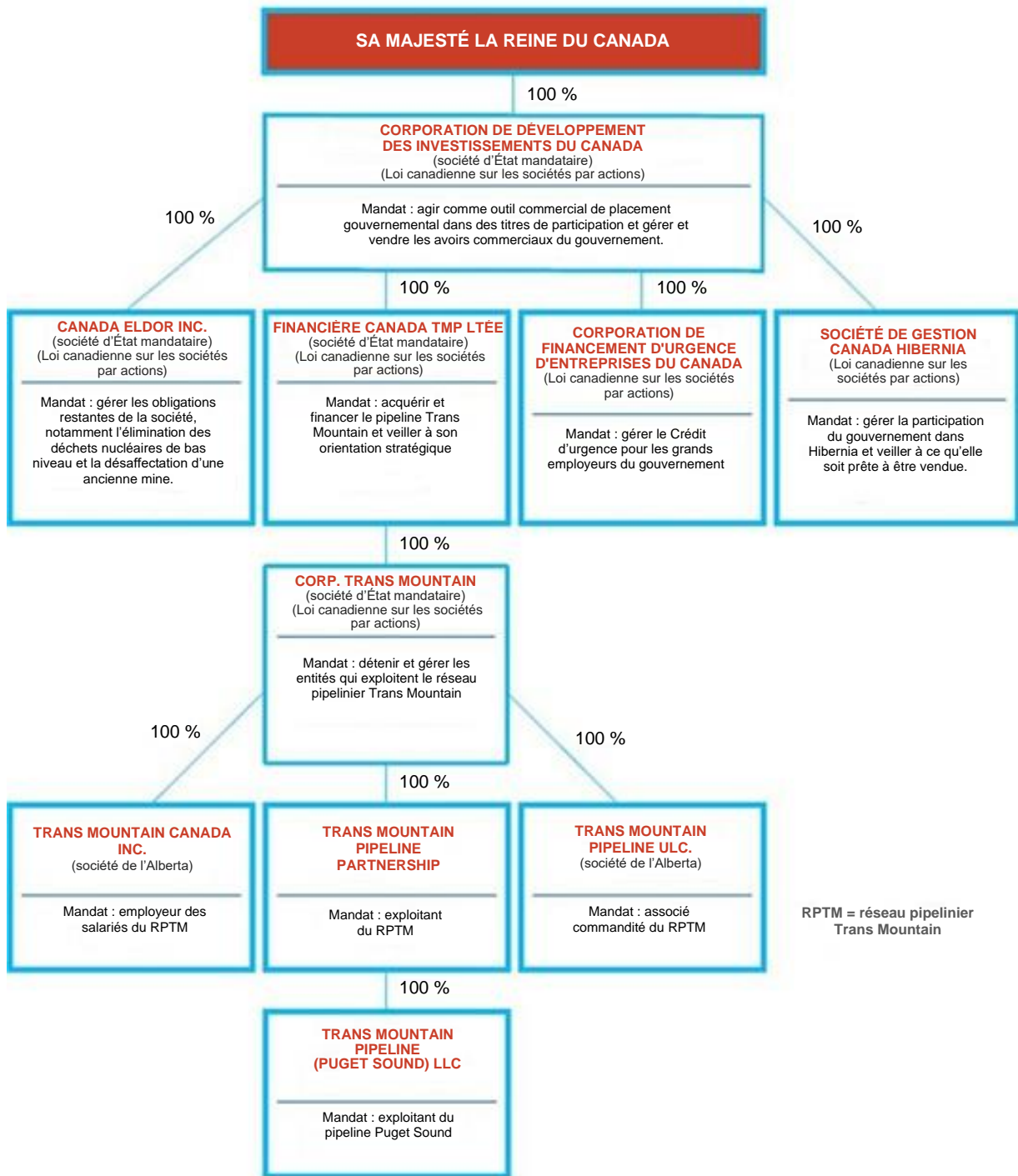
en millions de dollars	2020	2021	2022	2023	2024
<b>CTM – PARTM</b>	2 737	3 373	1 957	399	0
<b>CTM – investissements de maintien</b>	75	33	34	35	36
<b>SGCH</b>	49	59	76	88	69

## 6.5 Budget d'exploitation

Il y a lieu de se reporter respectivement aux annexes B et C pour de plus amples renseignements sur les budgets d'exploitation de CTM et de la SGCH.

**ANNEXE A-1 – ORGANIGRAMME ET CONSEIL D'ADMINISTRATION**

**CORPORATION DE DÉVELOPPEMENT DES INVESTISSEMENTS DU CANADA**





**Conseil d'administration**

<b>Stephen Swaffield, MBA</b> <sup>2)</sup> Président du conseil de la CDEV Président de CarbEx Consulting Inc. Whistler (Colombie-Britannique)	
<b>Darlene Halwas, CFA, ICD.D</b> <sup>1), 3)</sup> Administratrice Calgary (Alberta)	<b>Mary Ritchie, FCPA FCA</b> <sup>1), 2)</sup> Chef de la direction Richford Holdings Ltd. Edmonton (Alberta)
<b>Carole Malo, BCom, CFA,</b> <sup>1), 2), 3)</sup> Administratrice Hôpital Humber River Université York Toronto (Ontario)	<b>Sandra Rosch, MBA</b> <sup>2), 3)</sup> Vice-présidente directrice et administratrice Labrador Iron Ore Royalty Corporation Toronto (Ontario)
<b>Jennifer Reynolds, MBA</b> <sup>1), 3)</sup> Présidente et chef de la direction Toronto Financial International Toronto (Ontario)	<b>Robert Wener, MBA, FCPA, FCA</b> <sup>1), 2)</sup> Président Wener Advisory Group Ltd. Ottawa (Ontario)

Le conseil de la CDEV se compose de trois comités : 1) le comité d'audit, 2) le comité de mise en candidature et de gouvernance et 3) le comité des ressources humaines et de la rémunération.

**Dirigeants de la CDEV :** **Michael Carter**  
Vice-président directeur et plus haut dirigeant

**Andrew Stafli, CPA CA, MBA**  
Vice-président, Finances

**Zoltan Ambrus, CFA, LL.B, MBA**  
Vice-président

**Noreen Flaherty, BA, LLB**  
Secrétaire générale

## ANNEXE A-2 – ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA DE LA CDEV POUR LES EXERCICES ALLANT DE 2018 À 2024

**Tableau 1 – États consolidés pro forma de la situation financière**  
en millions de dollars (31 décembre)

	Chiffres réels 2018	Plan 2019	Prévisions 2019	Plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024
<b>Actifs</b>								
<b>Actifs courants</b>								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	344,9	304,6	587,1	596,6	624,4	192,9	178,8	338,0
Trésorerie soumise à des restrictions	500,7	–	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Clients et autres débiteurs	159,0	175,8	119,3	83,0	48,9	49,0	178,2	183,2
Impôt sur le résultat à recouvrer	3,5	–	4,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,6
Stocks	3,8	4,3	0,6	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Charges payées d'avance	15,0	12,3	19,0	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9
Placements détenus au titre d'obligations futures	2,5	2,0	3,6	1,8	1,5	3,5	1,5	–
	<b>1 029,4</b>	<b>499,0</b>	<b>736,190</b>	<b>712,0</b>	<b>705,4</b>	<b>276,1</b>	<b>389,2</b>	<b>552,0</b>
<b>Actifs non courants</b>								
Immobilisations corporelles (note 1)	4 854,6	6 222,1	6 146,7	9 173,8	13 025,1	15 656,1	15 714,3	15 354,3
Goodwill	1 016,6	1 016,0	1 015,8	1 015,8	1 015,8	1 015,8	1 015,8	1 015,8
Placements détenus au titre d'obligations futures	151,2	161,6	159,7	173,8	181,6	192,2	202,0	216,4
Trésorerie soumise à des restrictions	56,7	49,0	60,5	60,5	60,5	60,5	60,5	60,5
Placements soumis à des restrictions	54,8	92,2	70,9	98,3	113,3	139,9	167,0	194,8
Autres actifs	46,3	140,0	104,2	128,3	162,7	159,0	139,0	119,0
Actif d'impôt différé	17,7	23,2	17,5	25,4	27,7	29,4	29,1	29,7
	<b>6 197,9</b>	<b>7 704,1</b>	<b>7 575,4</b>	<b>10 675,9</b>	<b>14 586,6</b>	<b>17 252,9</b>	<b>17 327,8</b>	<b>16 990,5</b>
	<b>7 227,3</b>	<b>8 203,2</b>	<b>8 311,6</b>	<b>11 387,9</b>	<b>15 292,0</b>	<b>17 529,0</b>	<b>17 717,0</b>	<b>17 542,6</b>
<b>Passifs et capitaux propres</b>								
<b>Passifs courants</b>								
Fournisseurs et autres créditeurs	133,4	294,3	337,0	317,1	314,1	314,0	313,7	308,9
Impôt sur le résultat à payer	–	3,4	–	–	–	–	–	–
Partie courante de l'obligation au titre des prestations définies	0,2	0,2	1,4	0,2	0,2	0,2	0,2	–
Partie courante des obligations au titre de la remise en état d'un site	2,3	1,9	3,4	1,6	1,3	3,3	1,3	–
Autres passifs courants	109,0	64,0	216,9	211,0	211,0	211,0	211,0	211,0
	<b>244,9</b>	<b>363,8</b>	<b>558,7</b>	<b>529,9</b>	<b>526,6</b>	<b>528,5</b>	<b>526,2</b>	<b>519,9</b>
<b>Passifs non courants</b>								
Emprunts	5 290,0	6 463,0	6 055,0	9 142,7	13 111,7	15 382,5	15 120,9	14 457,5
Impôt sur le résultat différé	561,0	557,0	507,5	504,2	502,3	492,7	663,8	849,0
Provision au titre des obligations de démantèlement	529,1	501,2	609,9	652,1	662,2	701,5	726,9	750,2
Provision au titre de la remise en état d'un site	7,8	5,8	6,4	5,8	4,6	1,3	–	–
Obligation au titre des prestations définies	78,4	78,4	88,7	88,6	88,0	87,9	87,8	87,3
Autres passifs non courants (note 1)	171,9	32,7	163,4	178,4	189,5	211,9	235,0	258,6
	<b>6 638,2</b>	<b>7 638,1</b>	<b>7 430,9</b>	<b>10 571,8</b>	<b>14 558,2</b>	<b>16 877,8</b>	<b>16 834,5</b>	<b>16 402,6</b>
<b>Capitaux propres</b>								
Capital social	–	–	–	–	–	–	–	–
Surplus d'apport	603,3	603,3	616,1	604,1	604,1	604,1	604,1	604,1
Déficit accumulé	(269,9)	(412,7)	(283,5)	(307,4)	(386,3)	(470,8)	(237,1)	26,6
Cumul des autres éléments du résultat global	10,8	10,8	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)
	<b>344,2</b>	<b>201,4</b>	<b>322,0</b>	<b>286,1</b>	<b>207,2</b>	<b>122,8</b>	<b>356,4</b>	<b>620,1</b>
	<b>7 227,3</b>	<b>8 203,2</b>	<b>8 311,6</b>	<b>11 387,9</b>	<b>15 292,0</b>	<b>17 529,0</b>	<b>17 717,0</b>	<b>17 542,6</b>

Note 1 – Les actifs au titre de droits d'utilisation sont inclus dans les immobilisations corporelles; les obligations locatives sont incluses dans les autres passifs non courants.

Note 2 – Se reporter aux annexes B et C pour les états financiers de CTM et de la SGCH.

**Tableau 2 – Tableaux consolidés pro forma des flux de trésorerie**  
en millions de dollars (31 décembre)

	Chiffres réels 2018	Plan 2019	Prévisions 2019	Plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024
<b>Flux de trésorerie liés aux activités suivantes :</b>								
<b>Activités d'exploitation</b>								
Bénéfice net (perte nette)	7,9	(84,6)	49,4	(4,9)	(15,9)	(47,5)	259,7	308,7
Ajustements								
Épuisement et amortissement	78,3	156,9	160,6	167,3	160,0	167,3	473,1	472,7
Charge d'impôt sur le résultat	22,6	33,4	(25,9)	26,1	25,3	30,1	30,5	30,5
Produits d'intérêts	(11,1)	(4,8)	(11,8)	(3,9)	(3,6)	(3,8)	(4,0)	(4,2)
Désactualisation des provisions	5,8	11,2	12,9	9,8	10,1	10,3	10,6	10,9
Variation nette des prestations définies	3,5	(0,1)	2,3	(0,1)	(0,1)	0,0	0,0	0,0
Charge d'intérêts liée aux contrats de location	–	–	2,0	–	–	–	–	–
Profit (perte) de change latent(e)	–	–	(0,1)	–	–	–	–	–
Variation de la provision au titre de la remise en état d'un site	(0,2)	(1,7)	1,2	(2,5)	(1,6)	(1,3)	(3,3)	(1,3)
Impôt sur le résultat différé	–	(4,0)	–	(3,3)	(1,8)	(9,7)	171,2	185,2
Intérêts reçus	11,1	4,5	11,6	3,7	3,4	3,6	3,8	4,0
Provisions réglées	(6,1)	(3,7)	(3,7)	(3,3)	(2,9)	–	–	(0,7)
Impôt sur le résultat payé	(35,7)	(35,0)	(27,4)	(31,1)	(27,8)	(31,9)	(30,3)	(31,1)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	76,2	71,6	171,0	157,8	145,0	117,2	911,3	974,7
<b>Entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation</b>	<b>218,7</b>	<b>(60,6)</b>	<b>175,8</b>	<b>138,7</b>	<b>156,4</b>	<b>147,0</b>	<b>834,0</b>	<b>1 012,8</b>
<b>Activités de financement</b>								
Produit de l'émission de titres d'emprunt	5 290,0	1 673,0	1 265,0	3 087,7	3 969,0	2 270,8	–	–
Rentrées de la PBN	–	–	12,8	207,0	150,0	169,0	155,0	186,0
Remboursement de titres d'emprunt	–	–	(500,0)	–	–	–	(261,6)	(664,0)
Païement au titre des obligations locatives	–	–	(19,1)	(3,9)	(4,0)	(4,1)	(4,1)	(4,2)
Dividendes versés	(114,0)	(58,0)	(63,0)	(238,0)	(213,0)	(206,0)	(181,0)	(231,0)
<b>Entrées (sorties) nettes liées aux activités de financement</b>	<b>5 176,0</b>	<b>1 615,0</b>	<b>695,7</b>	<b>3 052,7</b>	<b>3 902,0</b>	<b>2 229,7</b>	<b>(291,7)</b>	<b>(713,2)</b>
<b>Activités d'investissement</b>								
Acquisition, déduction faite de la trésorerie acquise	(4 484,4)	–	37,0	–	–	–	–	–
Acquisition d'immobilisations corporelles	(211,1)	(1 555,6)	(1 066,1)	(3 151,0)	(4 008,3)	(2 769,2)	(516,6)	(99,7)
Intérêts inscrits à l'actif	–	–	(51,2)	–	–	–	–	–
Coûts de mise en œuvre liés aux immobilisations corporelles	–	–	(10,1)	–	–	–	–	–
Vente (acquisition) de placements à court terme	30,2	(12,7)	–	(4,2)	–	–	–	–
Acquisition de placements soumis à des restrictions	(4,8)	(16,0)	(14,0)	(14,7)	(15,0)	(26,5)	(27,2)	(27,8)
Acquisition de placements détenus au titre d'obligations futures	(13,9)	(14,6)	(14,4)	(12,1)	(12,3)	(12,5)	(12,7)	(12,9)
Variation de la trésorerie soumise à des restrictions	(542,9)	–	490,8	–	5,0	–	–	–
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	–	3,8	–	0,1	0,1	–	–	–
<b>Sorties nettes liées aux activités d'investissement</b>	<b>(5 226,9)</b>	<b>(1 595,1)</b>	<b>(627,9)</b>	<b>(3 181,9)</b>	<b>(4 030,6)</b>	<b>(2 808,3)</b>	<b>(556,5)</b>	<b>(140,4)</b>
<b>Incidence des fluctuations des cours de change sur la trésorerie</b>	<b>0,7</b>		<b>(1,4)</b>					
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>168,5</b>	<b>(40,2)</b>	<b>242,3</b>	<b>9,5</b>	<b>27,8</b>	<b>(431,5)</b>	<b>(14,2)</b>	<b>159,2</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de l'exercice</b>	<b>176,4</b>	<b>344,8</b>	<b>344,9</b>	<b>587,1</b>	<b>596,6</b>	<b>624,5</b>	<b>192,9</b>	<b>178,7</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice</b>	<b>344,9</b>	<b>304,6</b>	<b>587,1</b>	<b>596,6</b>	<b>624,5</b>	<b>192,9</b>	<b>178,7</b>	<b>337,9</b>

**Tableau 3 – États consolidés pro forma des variations des capitaux propres**  
 en millions de dollars (31 décembre)

	Chiffres réels 2018	Plan 2019	Prévisions 2019	Plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024
<b>Capital social</b>								
Solde à l'ouverture et à la clôture de l'exercice	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Surplus d'apport</b>								
Solde à l'ouverture de l'exercice	603,3	603,3	603,3	616,1	604,1	604,1	604,1	604,1
Rentrées de la PBN			12,8	207,0	150,0	169,0	155,0	186,0
Dividendes versés			-	(219,0)	(150,0)	(169,0)	(155,0)	(186,0)
Solde à l'ouverture et à la clôture de l'exercice	603,3	603,3	616,1	604,1	604,1	604,1	604,1	604,1
<b>Déficit accumulé</b>								
Solde à l'ouverture de l'exercice	(163,8)	(270,0)	(269,9)	(283,5)	(307,4)	(386,3)	(470,8)	(237,1)
Bénéfice net (perte nette)	7,8	(84,7)	49,4	(4,9)	(15,9)	(47,5)	259,7	308,7
Dividendes	(114,0)	(58,0)	(63,0)	(19,0)	(63,0)	(37,0)	(26,0)	(45,0)
Solde à la clôture de l'exercice	(270,0)	(412,7)	(283,5)	(307,4)	(386,3)	(470,8)	(237,1)	26,6
<b>Cumul des autres éléments du résultat global</b>								
Solde à l'ouverture de l'exercice	-	10,8	10,8	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)
Autres éléments du résultat global	10,8	-	(21,4)	-	-	-	-	-
Solde à la clôture de l'exercice	10,8	10,8	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>344,1</b>	<b>201,4</b>	<b>322,0</b>	<b>286,1</b>	<b>207,2</b>	<b>122,8</b>	<b>356,4</b>	<b>620,1</b>

**Tableau 4 – États pro forma consolidés du résultat global**  
en millions de dollars (31 décembre)

	Chiffres réels 2018	Plan 2019	Prévisions 2019	Plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024
<b>Produits</b>								
Produits nets tirés du pétrole brut	179,1	189,0	168,5	178,0	169,6	193,7	201,0	198,6
Produits tirés du transport	107,7	353,0	413,2	395,5	397,1	372,8	1 918,9	1 981,0
Produits locatifs	20,4	56,0	60,1	64,1	61,9	57,4	56,7	54,4
Autres produits	1,0	2,0	13,0	1,8	2,8	1,3	3,3	3,3
Frais d'utilisation des installations et frais de traitement	2,1		1,8	–	–	–	–	–
Profit de change	5,7	–	1,9	–	–	–	–	–
	316,0	600,0	658,6	641,5	632,9	626,9	2 181,3	2 239,2
<b>Charges</b>								
Épuisement et amortissement	78,3	156,9	160,6	167,3	160,0	167,3	473,1	472,7
Coûts de production de pétrole brut et charges d'exploitation	30,0	27,3	27,4	28,4	27,7	27,8	34,4	32,0
Charges d'exploitation des pipelines	53,1	113,0	152,3	126,6	128,9	134,2	289,7	305,3
Honoraires	12,8	7,3	12,4	7,7	7,3	7,2	7,3	7,5
Salaires et avantages du personnel	26,9	69,9	71,6	77,9	77,9	74,7	104,8	108,9
Perte de change	2,1	–	3,3	–	–	–	–	–
Révision d'estimations relativement à la provision au titre de la remise en état d'un site	(0,1)	–	1,2	–	–	–	–	–
Autres charges administratives	5,3	7,9	4,2	3,6	2,9	3,0	19,4	20,0
	208,4	382,3	433,0	411,4	404,7	414,1	928,7	946,4
<b>Charges financières</b>								
Charges d'intérêts	82,40	277,40	201,0	174,6	185,9	204,4	717,1	695,3
Produits d'intérêts	(11,1)	(6,7)	(11,8)	(7,4)	(6,6)	(7,0)	(7,0)	(7,6)
Désactualisation des obligations de démantèlement	5,6	(20,8)	12,7	9,8	10,1	10,3	10,6	10,9
Désactualisation de la provision au titre de la remise en état d'un site	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	–	0,1
	77,1	250,0	202,1	177,1	189,5	207,8	720,7	698,7
<b>Bénéfice net avant impôt sur le résultat</b>	<b>30,5</b>	<b>(32,3)</b>	<b>23,5</b>	<b>53,0</b>	<b>38,7</b>	<b>5,0</b>	<b>532,0</b>	<b>594,2</b>
<b>Impôt sur le résultat</b>								
Exigible	35,9	70,1	25,4	66,1	58,8	63,9	100,9	100,9
Différé	(13,3)	(17,7)	(51,3)	(8,2)	(4,1)	(11,4)	171,5	184,6
	22,6	52,4	(25,9)	57,9	54,6	52,4	272,3	285,5
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>7,9</b>	<b>(84,7)</b>	<b>49,4</b>	<b>(4,9)</b>	<b>(15,9)</b>	<b>(47,5)</b>	<b>259,7</b>	<b>308,7</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>								
Écart de conversion	12,98	–	(14,8)	–	–	–	–	–
Réévaluations des obligations au titre des prestations définies	(2,22)	–	(6,6)	–	–	–	–	–
<b>Total des autres éléments du résultat global</b>	<b>10,8</b>	<b>–</b>	<b>(21,4)</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
<b>Résultat global</b>	<b>18,7</b>	<b>(84,7)</b>	<b>28,1</b>	<b>(4,9)</b>	<b>(15,9)</b>	<b>(47,5)</b>	<b>259,7</b>	<b>308,7</b>

## ANNEXE A-3 LETTRE DE MANDAT



Le 27 août 2018

2018FIN476328

Stephen Swaffield  
Président  
Corporation de développement des investissements du Canada  
1240, rue Bay, bureau 302  
Toronto (Ontario) M5R 2A7

Monsieur,

Le gouvernement du Canada s'est engagé à faire des investissements qui créent des emplois de qualité, bien rémunérés, contribuant au renforcement et à la croissance de la classe moyenne, à l'acheminement des ressources naturelles du Canada sur les marchés mondiaux et à la création d'avantages économiques pour tous les Canadiens, maintenant et pour les années à venir. En tant que pays, nous devons être en mesure d'exploiter nos ressources en toute sécurité, tout en respectant les droits des peuples autochtones et en protégeant notre environnement et nos océans.

Le projet d'agrandissement de Trans Mountain est un projet d'intérêt national. Il créera des avantages économiques pour tous les Canadiens en fournissant au pétrole canadien un accès sans précédent aux marchés étrangers, en diversifiant nos exportations, en garantissant un prix équitable pour nos ressources naturelles et en employant des milliers de Canadiens dans sa construction. Le 29 mai 2018, le ministre des Ressources naturelles de l'époque, Jim Carr, et moi-même avons annoncé que le gouvernement du Canada avait conclu un accord en vue de l'acquisition d'entités détenant le projet d'agrandissement de Trans Mountain et des actifs de pipeline et de terminal connexes (les « actifs de Trans Mountain ») pour la somme de 4,5 milliards de dollars. Le gouvernement a pris cette mesure pour que le projet d'agrandissement voie le jour et entre en exploitation.

Lorsque nous avons annoncé la convention d'achat, nous avons dit aux Canadiens que celle-ci représentait un prix équitable pour eux et que les actifs de Trans Mountain constituaient une excellente occasion d'investissement. La Corporation de développement des investissements du Canada (CDEV) est responsable de l'achat, de la surveillance et de la vente éventuelle au secteur privé des actifs de Trans Mountain et sera un acteur clé de la protection des investissements canadiens et des contribuables canadiens.

En tant que société d'État, la CDEV est redevable au gouvernement et doit se conformer à la partie X de la *Loi sur la gestion des finances publiques* et aux autres lois applicables. La CDEV rend compte au Parlement par l'intermédiaire du ministre des Finances, notamment en présentant un plan d'entreprise annuel, un budget de fonctionnement et un budget d'investissement. L'initiative *Pour un gouvernement ouvert et responsable* (2015) reconnaît mon rôle, en tant que ministre responsable de la CDEV, d'orienter le conseil sur les objectifs de la société et de lui faire connaître les attentes du gouvernement en ce qui concerne ses objectifs de politique publique.

Dans ce contexte, c'est avec plaisir que je vous fais parvenir cette lettre d'attentes à l'attention du conseil, de la direction de la CDEV et de la direction des filiales pertinentes de la CDEV. Cette déclaration est destinée à aider la CDEV dans sa préparation aux trois étapes suivantes : la transaction initiale visant à acquérir les entités détenant les actifs de Trans Mountain, la propriété des actifs existants et le développement du projet d'agrandissement ainsi que le dessaisissement futur des actifs ou des entités de Trans Mountain.

Au cours de ces trois étapes, il est prévu que la CDEV gérera les actifs de Trans Mountain de manière commerciale, en particulier pour veiller à ce que le Canada réalise un rendement financier positif sur ses investissements. Je m'attends à ce que la CDEV établisse un conseil d'administration, en me consultant, pour superviser la filiale de Trans Mountain. Collectivement, le conseil disposera d'un ensemble de compétences professionnelles et d'une expérience variées et profondes, propres à superviser la propriété d'un actif énergétique important et la construction d'un grand projet d'infrastructure d'importance nationale. En nommant les membres du conseil, la CDEV doit prendre en compte la diversité des sexes et la diversité linguistique, culturelle et régionale du Canada.

### **Acquisition**

En prévision de la transaction, le ministre du Commerce international et moi-même avons autorisé, au moyen d'autorisations ministérielles, Exportation et développement Canada à mettre des fonds à la disposition de la CDEV par l'intermédiaire du Compte du Canada. De plus, le gouverneur en conseil a adopté plusieurs décrets autorisant la CDEV ou ses filiales à acquérir des actions ou des actifs des entités de Trans Mountain et à se départir de ces actions ou de ces actifs dans l'avenir.

Avant l'acquisition, le gouvernement s'attend à ce que la CDEV s'assure que sa structure de gouvernance et de surveillance est en place, et qu'elle est tout à fait prête à assumer la propriété des entités de Trans Mountain et, en particulier, à surveiller le développement du projet d'agrandissement. Le gouvernement s'attend à ce que les pratiques de la CDEV en matière de gouvernance d'entreprise applicables aux entités de Trans Mountain soient fondées sur les meilleures pratiques des secteurs public et privé et sur la prévention des conflits d'intérêts.

### **Propriété**

Nous avons dit aux Canadiens que le développement du projet d'agrandissement de Trans Mountain se déroulerait de manière à protéger l'intérêt public. La protection de l'intérêt public pendant la période où la CDEV détient les actifs de Trans Mountain comporte trois éléments principaux.

Le premier consiste à poursuivre le développement du projet d'agrandissement de manière commerciale afin de protéger la valeur des investissements du gouvernement. Le deuxième consiste à assurer le respect intégral des lois et règles applicables, notamment en matière de protection de l'environnement et de santé et de sécurité des travailleurs. Le troisième consiste à agir conformément à l'engagement pris par le Canada de promouvoir la réconciliation avec les peuples autochtones, comme il est décrit dans les *Principes régissant la relation du gouvernement du Canada avec les peuples autochtones*. Cela comprend le respect de tous les accords d'avantages existants négociés avec les collectivités autochtones dans le cadre de ce projet et le maintien de l'engagement de Trans Mountain d'offrir des perspectives d'emploi et de perfectionnement de la main-d'œuvre aux personnes et aux collectivités autochtones.

Conformément à son rôle de surveillance, la CDEV devrait surveiller le rendement des actifs de Trans Mountain et rendre compte de manière transparente des plans et des résultats dans le cadre de ses rapports annuels au Parlement.

### **Cession**

Le gouvernement du Canada n'a pas l'intention d'être un propriétaire à long terme des actifs de Trans Mountain. Le gouvernement est d'avis que, hormis les risques exceptionnels non commerciaux auxquels est actuellement confronté le projet d'agrandissement, les actifs de Trans Mountain sont des actifs commerciaux qui devraient être détenus et exploités par une partie autre que le gouvernement du Canada. Parallèlement, le gouvernement est disposé à détenir les actifs de Trans Mountain jusqu'à l'achèvement du projet d'agrandissement et au-delà si cela est nécessaire pour protéger l'investissement du gouvernement.

Le gouvernement s'attend à ce que la CDEV reste prête à céder l'actif de Trans Mountain, en tenant compte du moment optimal de la cession par rapport aux risques du projet. La CDEV devrait également examiner les moyens permettant aux groupes autochtones de participer à la cession à des conditions commerciales. Compte tenu de ce qui précède, le gouvernement s'attend à ce que la CDEV veille à ce que les actifs de Trans Mountain soient prêts à être cédés.

Le gouvernement a confié à la CDEV d'acquiescer, d'exploiter, d'agrandir et, au final, de céder un grand projet énergétique national. Le conseil de la CDEV a toute ma confiance pour qu'il respecte les normes les plus élevées en matière de bonne gouvernance et qu'il s'acquitte de son devoir de diligence dans l'intérêt supérieur du Canada. Je vous demanderais de me tenir au courant des progrès de cette initiative cruciale sur une base continue.

Veillez agréer, Monsieur, mes salutations distinguées.



L'honorable William Francis Morneau, C.P., député



Le plan d'entreprise de 2020 à 2024 de la Corporation de développement des investissements du Canada (la « CDEV ») a été approuvé par le Conseil du Trésor en août 2020. Le plan d'entreprise de CTM a été incorporé au présent plan. Le résumé du plan d'entreprise de 2020 à 2024 de CTM qui suit a été établi conformément à l'article 125 de la *Loi sur la gestion des finances publiques* afin de fournir des renseignements sur les activités et les décisions des sociétés d'État. Les résumés du plan de CTM visent à présenter de façon sommaire et fidèle le plan d'entreprise qui a été approuvé par le Conseil du Trésor. Les informations susceptibles de nuire commercialement aux activités de la CDEV ou de CTM n'ont pas été présentées dans le présent résumé, conformément à l'article 153(1) de la *Loi sur la gestion des finances publiques*.

## **ANNEXE B**



### **CORPORATION TRANS MOUNTAIN**

Filiale entièrement détenue de

**La Corporation de développement des investissements  
du Canada**

### **RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE DE 2020 À 2024**



## Table des matières

<b>Profil de l'entreprise</b> .....	4
<b>Mandat</b> .....	6
<b>Gouvernance d'entreprise</b> .....	7
<b>Aperçu de l'entreprise</b> .....	8
<b>Pipeline Trans Mountain</b> .....	8
<b>Pipeline de Puget Sound</b> .....	9
<b>Trans Mountain Canada Inc.</b> .....	9
<b>Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain</b> .....	10
<b>Réseau pipelinier Trans Mountain</b> .....	14
<b>Cibles de rendement et objectifs</b> .....	15
<b>Risques</b> .....	16
<b>Aperçu financier</b> .....	17
<b>Chiffres réels de 2019</b> .....	17
<b>Plan annuel de 2020</b> .....	18
<b>Période allant de 2021 à 2024</b> .....	19
<i>Annexe 1 : Gouvernance d'entreprise</i> .....	20
<i>Annexe 2 : États financiers</i> .....	21
<i>Annexe 3 : Plan d'emprunt</i> .....	24

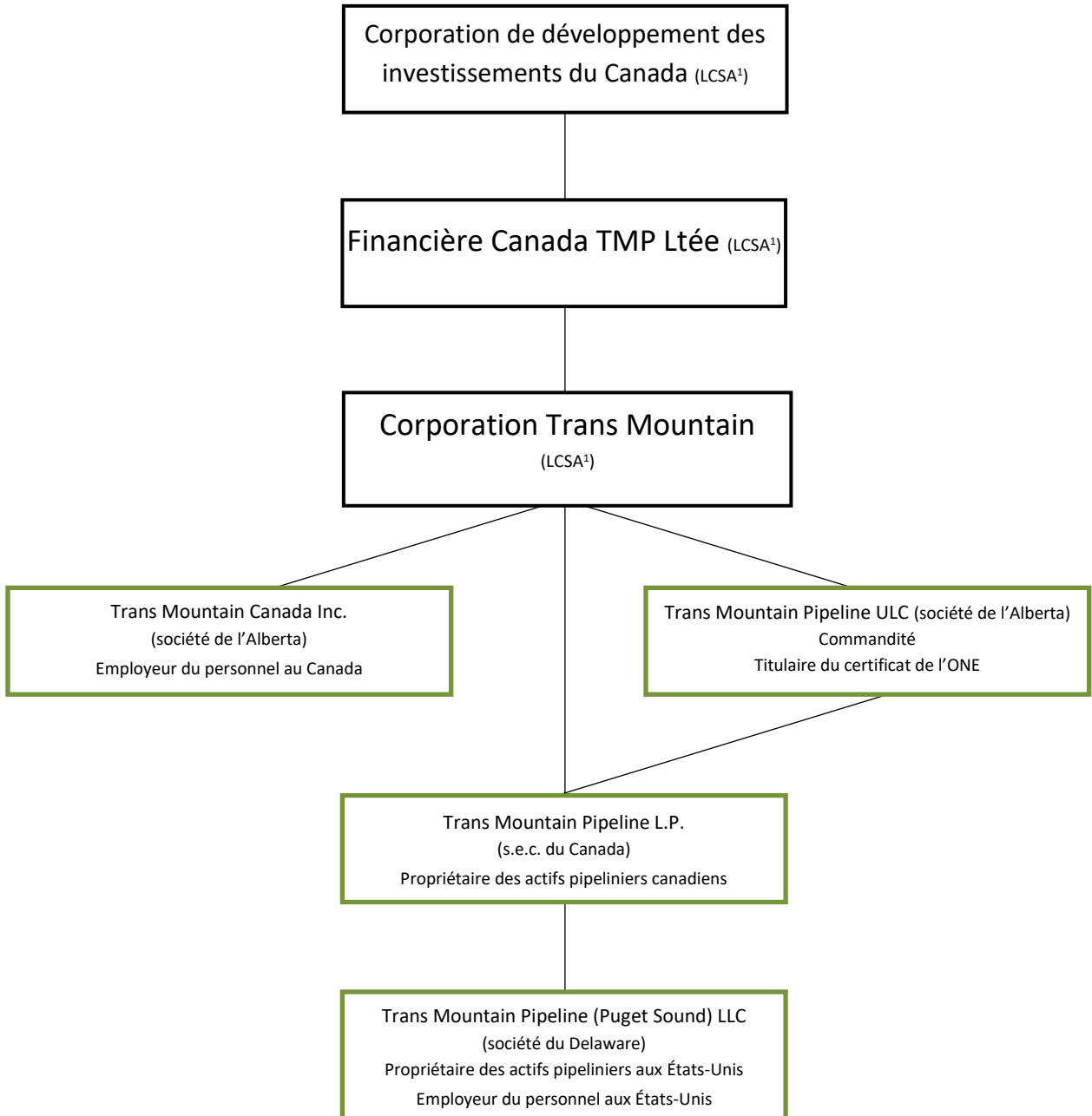
## Profil de l'entreprise

Corporation Trans Mountain (« CTM ») a été créée en tant que filiale de Financière Canada TMP Ltée (« Financière TMP »). Financière TMP est une filiale de la Corporation de développement des investissements du Canada (la « CDEV »). Le 31 août 2018, conformément à l'entente d'achat d'actions et de parts entre le gouvernement du Canada et Kinder Morgan, CTM a acheté quatre entités : Trans Mountain Pipeline Limited Partnership (« TMP LP ») et sa filiale en propriété exclusive Trans Mountain Pipeline (Puget Sound) LLC (« Puget »), Trans Mountain Pipeline ULC (« TMP ULC ») et Trans Mountain Canada Inc. (auparavant, Kinder Morgan Canada Inc.) (« TMCI »). Collectivement, ces quatre entités sont les « entités de Trans Mountain ». Ces entités détiennent et gèrent le réseau pipelinier Trans Mountain. Les entités de Trans Mountain ont été acquises pour une contrepartie en trésorerie de 4,484 milliards de dollars.

Dans le cadre de l'achat des entités de Trans Mountain, CTM a également acquis certains droits, conceptions et contrats de construction liés à l'agrandissement du réseau connu sous le nom de projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (le « PARTM »).

L'achat des entités de Trans Mountain par CTM a été financé au moyen de facilités de crédit consenties par Financière TMP qui, à son tour, a obtenu des facilités de crédit prélevées à même le Compte du Canada.

Le diagramme suivant illustre la structure organisationnelle de CTM.



1. Loi canadienne sur les sociétés par actions.

## Mandat

Corporation Trans Mountain a pour mandat de détenir et d'exploiter le réseau pipelinier Trans Mountain et de réaliser le projet d'agrandissement connexe en temps opportun et d'une manière viable du point de vue commercial.

CTM n'a pas de rôle de politique des pouvoirs publics direct à part le fait d'exercer ses activités conformément aux lois et à la réglementation applicables et de s'assurer que les activités sont gérées d'une manière commerciale conformément aux normes et aux attentes environnementales. CTM mènera à bien le PARTM en conformité avec les politiques et les priorités énergétiques du gouvernement afin de procurer aux producteurs canadiens un accès aux marchés internationaux.

Dans l'exécution de son mandat, CTM s'est engagée à :

- Exploiter nos actifs de manière sécuritaire pour protéger la population, nos salariés et l'environnement;
- Exploiter nos actifs conformément aux exigences légales applicables;
- Employer des pratiques commerciales durables;
- Exercer nos activités de façon éthique, honnête, responsable et intègre;
- Coopérer avec les collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités et établir et conserver des relations productives fondées sur le respect et la confiance mutuels;
- Fournir un environnement de travail respectueux et gratifiant à nos salariés.
- Travailler de concert avec les communautés autochtones pour gérer les répercussions sur les territoires traditionnels.

**Mission** : Fournir des services de transport de manière sécuritaire et responsable pour intégrer l'offre énergétique canadienne aux marchés mondiaux.

**Vision** : Permettre à l'énergie canadienne d'avoir accès aux marchés mondiaux.

## Gouvernance d'entreprise

CTM est gérée par une équipe de dirigeants chevronnés située à Calgary et dirigée par le président et chef de la direction, lequel relève du conseil d'administration. Le conseil jouit d'une autorité étendue sur la gouvernance d'entreprise et nomme plusieurs comités qui sont chargés de superviser des domaines spécialisés. Ces comités comprennent le comité des ressources humaines et de la rémunération, qui surveille et approuve la rémunération de la haute direction, le comité d'audit, qui nomme l'auditeur externe commun et qui supervise la communication de l'information financière et les questions de comptabilité, et le comité de l'environnement et de la santé et sécurité, qui surveille la protection environnementale et les questions liées à la santé et à la sécurité.

Les communications avec la CDEV s'appuient sur le plan d'entreprise et le sommaire du plan d'entreprise, sur les rapports annuels et trimestriels ainsi que sur les réunions exceptionnelles, au besoin. La haute direction de la CDEV collabore étroitement avec la haute direction de CTM sur la plupart des questions stratégiques en soutien au conseil d'administration de CTM. Quant à la CDEV, elle relève du Parlement par l'intermédiaire du ministre des Finances.

La composition du conseil d'administration et de l'équipe de direction de CTM est décrite à l'annexe 1.

## Aperçu de l'entreprise

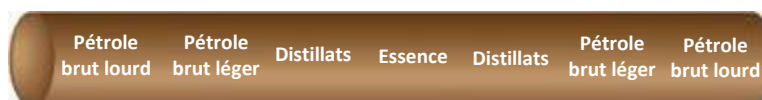
Le réseau pipelinier Trans Mountain comprend le pipeline de Trans Mountain, qui est la partie du réseau pipelinier située au Canada, et le pipeline Puget Sound, qui est la partie du réseau pipelinier située aux États-Unis.

### Pipeline Trans Mountain

TMP ULC est le commandité de TMP LP et le détenteur du certificat d'utilité publique émis par l'Office national de l'énergie (l'« ONE ») pour l'exploitation du pipeline Trans Mountain. TMP LP est propriétaire des actifs qui composent le pipeline Trans Mountain. Le pipeline Trans Mountain (« TMPL »), qui est en exploitation depuis 1953, a une longueur d'environ 1 150 kilomètres et son tracé commence à Edmonton, en Alberta, pour se terminer à Burnaby, en Colombie-Britannique. Vingt-trois stations de pompage alimentées à l'électricité en activité et quatre terminaux situés à Edmonton, à Kamloops, à Sumas et à Burnaby de même que le terminal maritime de Westridge facilitent le mouvement dans le réseau. Le réseau dispose de réservoirs d'une capacité de stockage de près de 11 millions de barils au total, surtout à Edmonton (8 millions de barils) et à Burnaby (1,7 million de barils). La capacité restante se trouve à Kamloops, à Sumas et au terminal maritime de Westridge. La capacité d'environ 8 millions de barils à Edmonton est répartie dans 35 réservoirs : 20 réservoirs (2,9 millions de barils) sont actuellement utilisés pour le service de transport par pipeline du TMPL et 15 réservoirs (5,1 millions de barils) sont loués à un tiers. Trans Mountain a la capacité, à certaines conditions, de rappeler ces réservoirs afin de les utiliser pour son service de transport par pipeline.

La capacité nominale de 300 000 barils par jour du pipeline a été déterminée selon une combinaison du débit de 20 % de pétrole lourd et de 80 % de pétrole léger. La capacité de livraison réelle de la canalisation principale du TMPL est fonction du type de marchandise transportée.

Le TMPL transporte régulièrement plusieurs produits, notamment du pétrole raffiné, du pétrole brut synthétique, du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd, et il est le seul pipeline en Amérique du Nord qui transporte à la fois des produits raffinés et du pétrole brut dans la même conduite. Ce procédé, appelé « mise en lots », fait en sorte qu'une série de produits peuvent se succéder dans le pipeline sous forme d'un « train de lots ». Généralement, un train de lots dans la canalisation principale est constitué de diverses matières transportées pour différents expéditeurs. Le temps de transit d'un baril entre Edmonton et Burnaby est d'environ 10 jours.





À ce jour, le TMPL demeure le seul pipeline qui transporte du pétrole liquide du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien jusqu'à la côte Ouest. Il s'agit également du seul pipeline qui offre aux producteurs canadiens un accès direct aux marchés mondiaux à partir d'un port canadien.

À l'heure actuelle, le TMPL est un pipeline d'évacuation commun qui génère des revenus grâce à la perception de droits pour le service de transport par pipeline conformes aux droits approuvés par l'ONE. Les taux tarifaires sont ajustés chaque année en fonction de la détermination de l'exigence en matière de revenus annuels et de l'application d'une conception des droits approuvée. Les paramètres relatifs aux exigences en matière de revenus sont négociés avec les expéditeurs et sont énoncés dans une entente de tarification qui a toujours été fondée sur une méthode axée sur le coût du service. La durée de chaque entente de tarification a varié entre un an et cinq ans, l'entente de tarification 2019-2021 actuelle étant d'une durée de trois ans. Trans Mountain s'attend à continuer de négocier des ententes de tarification jusqu'à la mise en service du réseau pipelinier agrandi.

### **Pipeline de Puget Sound**

En exploitation depuis 1954, le pipeline de Puget Sound (« Puget ») transporte du pétrole brut depuis la frontière entre le Canada et les États-Unis près du terminal de Sumas jusqu'aux raffineries de l'État de Washington situées à Anacortes et à Ferndale.

Puget est d'une longueur d'environ 111 kilomètres et dispose d'une station de pompage et de deux réservoirs de stockage pour faciliter le mouvement dans le réseau pipelinier. Le pipeline a une capacité de débit totale d'environ 240 000 barils par jour lorsqu'il transporte principalement du pétrole léger. Le temps de transit pour un baril dans le réseau de Puget est d'environ une journée.

Puget est aussi un pipeline d'évacuation commun. Il est réglementé par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (la « FERC ») pour ce qui est des questions financières et par le Department of Transportation des États-Unis (le « USDOT ») pour ce qui est de la sécurité et de l'intégrité de ses actifs.

### **Trans Mountain Canada Inc.**

TMCI, qui a été constituée en 2002, emploie le personnel qui assure l'exploitation et l'entretien du TMPL et qui fournit certains services de soutien et de surveillance à Puget. Le siège social de TMCI est situé à Calgary, en Alberta.

## Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain

Le PARTM constituerait un doublement du pipeline existant entre Strathcona County (près d'Edmonton), en Alberta, et Burnaby, en Colombie-Britannique. Le PARTM créerait un réseau de pipelines d'une capacité nominale de 890 000 barils par jour, soit une forte augmentation par rapport à la capacité actuelle de 300 000 barils par jour. La portée du PARTM comprendrait ce qui suit :

- Nouveau pipeline d'une longueur d'environ 860 km et d'un diamètre de 36 pouces, nouveau pipeline d'une longueur d'environ 120 km et d'un diamètre de 42 pouces et pipeline remis en service d'une longueur d'environ 193 km et d'un diamètre de 24 pouces ainsi que deux nouvelles conduites de livraison parallèles d'une longueur de 3,6 km et d'un diamètre de 30 pouces allant du terminal Burnaby jusqu'au terminal maritime de Westridge.
- Construction de 12 nouvelles stations de pompage.
- Installation de 72 nouvelles vannes d'isolement dans la canalisation principale pour apporter un complément aux vannes d'isolement de la canalisation principale existantes. Ces vannes servent à limiter le volume et les répercussions d'une fuite ou d'une rupture d'un pipeline.
- Construction de 19 nouveaux réservoirs, soit 14 à Burnaby, 1 à Sumas et 4 à Edmonton. Démolition d'un réservoir à Burnaby et retrait de deux réservoirs à Edmonton utilisés pour les services commerciaux afin de les utiliser pour les services réglementés.
- Construction de trois nouveaux postes d'amarrage au terminal maritime de Westridge à Burnaby et d'un quai d'intervention pour les remorqueurs et l'équipement d'intervention d'urgence, suivie de la mise hors service et de la démolition du poste d'amarrage actuel. Après l'agrandissement, il est prévu que le terminal maritime de Westridge serait en mesure de répondre aux besoins d'un maximum de 34 navires de classe Aframax par mois.
- Les emprises existantes seraient utilisées sur environ 73 % du tracé du pipeline, 16 % du tracé suivra d'autres infrastructures linéaires comme des lignes de télécommunication, des lignes de transport d'électricité ou des autoroutes et de nouvelles emprises seront utilisées sur 11 % du tracé.
- Lorsqu'elle serait en service, la « conduite 1 », d'un diamètre de 24 pouces pour la majeure partie, transporterait des produits raffinés, du pétrole brut synthétique et du pétrole brut léger et elle aurait la capacité de transporter du pétrole brut lourd; la « conduite 2 », d'un diamètre de 36 pouces pour la majeure partie, transporterait du pétrole lourd et elle aurait la capacité de transporter du pétrole brut léger.

Ce projet d'agrandissement est prévu depuis plus de six ans et, en mai 2018, les travaux de construction avaient commencé sur certains tronçons et au terminal maritime de Westridge à Burnaby, en Colombie-Britannique. Les coûts de 1,3 milliard de dollars engagés jusque-là étaient en majeure partie liés à la conception technique, aux permis et aux achats de matériaux liés aux conduites. Jusque vers le milieu de 2018, la direction a fait progresser les travaux de conception liés à l'agrandissement et a continué de signer des contrats avec d'importantes entreprises de construction.

Le 30 août 2018, la Cour d'appel fédérale a rendu une décision qui a exigé l'arrêt des travaux de construction de l'agrandissement par CTM en attendant un nouveau décret qui réponde aux préoccupations concernant l'incidence du trafic maritime sur les espèces en péril et certaines consultations qui doivent être menées par l'État auprès des Premières Nations. À cette fin, les nouvelles activités de construction liées à l'agrandissement ont cessé; les activités sur les chantiers de construction ont été suspendues d'une manière sécuritaire et responsable.

Le 22 février 2019, l'Office national de l'énergie (l'« ONE ») a annoncé les résultats de son réexamen, puis recommandé l'approbation du PARTM sous réserve des 156 conditions et 16 recommandations qui ont été formulées. Les conditions correspondent à des mesures dont l'ONE peut exiger l'application en tant qu'autorité de réglementation pour ce qui est du PARTM. Quant aux recommandations formulées, il s'agit de mesures qui relèvent de la compétence du gouverneur en conseil, mais qui dépassent la portée de l'autorité de réglementation qu'est l'ONE. CTM estime les conditions comme étant raisonnables et s'attend à ce que le PARTM envisagé puisse s'y conformer pleinement.

En juin 2019, un décret a été obtenu du gouvernement afin que le PARTM soit entrepris, le conseil d'administration de CTM (le « conseil d'administration ») a reçu une estimation des coûts et du calendrier prévus et a recommandé une décision favorable en matière d'investissement en ce qui a trait à la réalisation du PARTM.

#### *Structure de droits liée au contrat de service du PARTM*

Dans le cadre du PARTM, la conception des droits relative au réseau agrandi fait l'objet d'un changement fondamental en ce sens que les droits fixés pour la première année sont calculés en fonction des exigences énoncées dans les ententes de service de transport négociées avec les expéditeurs. Ces ententes de service de transport portent sur l'engagement que prend chacun des expéditeurs conformément aux exigences en matière de service de transport, tels que l'engagement relatif au volume mensuel, le lieu de livraison et le type de pétrole brut (léger ou lourd).

## *Droits du PARTM*

Les droits sont constitués de deux éléments, soit une composante fixe et une composante variable. La composante fixe des droits correspond au montant afférent au contrat d'achat ferme que doit payer un expéditeur sous contrat conformément à son engagement relatif au volume mensuel. La composante variable des droits tient compte du recouvrement de frais, comme les coûts de l'électricité, imposés aux expéditeurs en fonction de leur utilisation du pipeline. Les coûts de l'électricité sont recouverts dans la composante variable des droits alors que toutes les autres charges d'exploitation sont prises en compte dans la composante fixe. Environ 80 % de la capacité de 890 000 barils par jour a fait l'objet d'accords passés avec les expéditeurs, dont une proportion de plus de 93 % pour une période de 20 ans. La note de crédit de la plupart des expéditeurs est de première qualité ou presque. Les expéditeurs peuvent se prévaloir d'une réduction s'ils sont sous contrat pour une période de 20 ans (réduction de 10 % des droits) ou s'ils s'engagent à acheminer de grands volumes (réduction de 7,5 % des droits).

La composante fixe des droits sera ajustée en fonction de la date de mise en service du PARTM selon la variation de certains coûts non plafonnés (c.-à-d. les coûts imputés aux expéditeurs) à un taux de 0,07 \$ par tranche de 100 millions de dollars. Dans les catégories des coûts non plafonnés, on retrouve ce qui suit :

- 1) coûts d'acquisition de terrains et d'emprises pour le tronçon 7 (région du Lower Mainland en Colombie-Britannique);
- 2) acquisition de matériaux liés aux conduites;
- 3) travaux de construction de pipelines du tronçon 5B en région montagneuse;
- 4) travaux de construction de pipelines du tronçon 7, dont le tunnel du mont Burnaby;
- 5) coûts de mesures d'accommodement payables à des communautés autochtones jusqu'à la date de mise en service inclusivement;
- 6) accords d'investissement destiné aux communautés.

Les coûts résiduels du projet se classent dans la catégorie des coûts plafonnés et ils sont recouverts uniquement conformément à une base tarifaire convenue en 2017. La composante fixe des droits déterminés pour la première année d'une entente de service de transport relativement au réseau agrandi augmente de 2,5 % par année sur la durée des ententes en question.

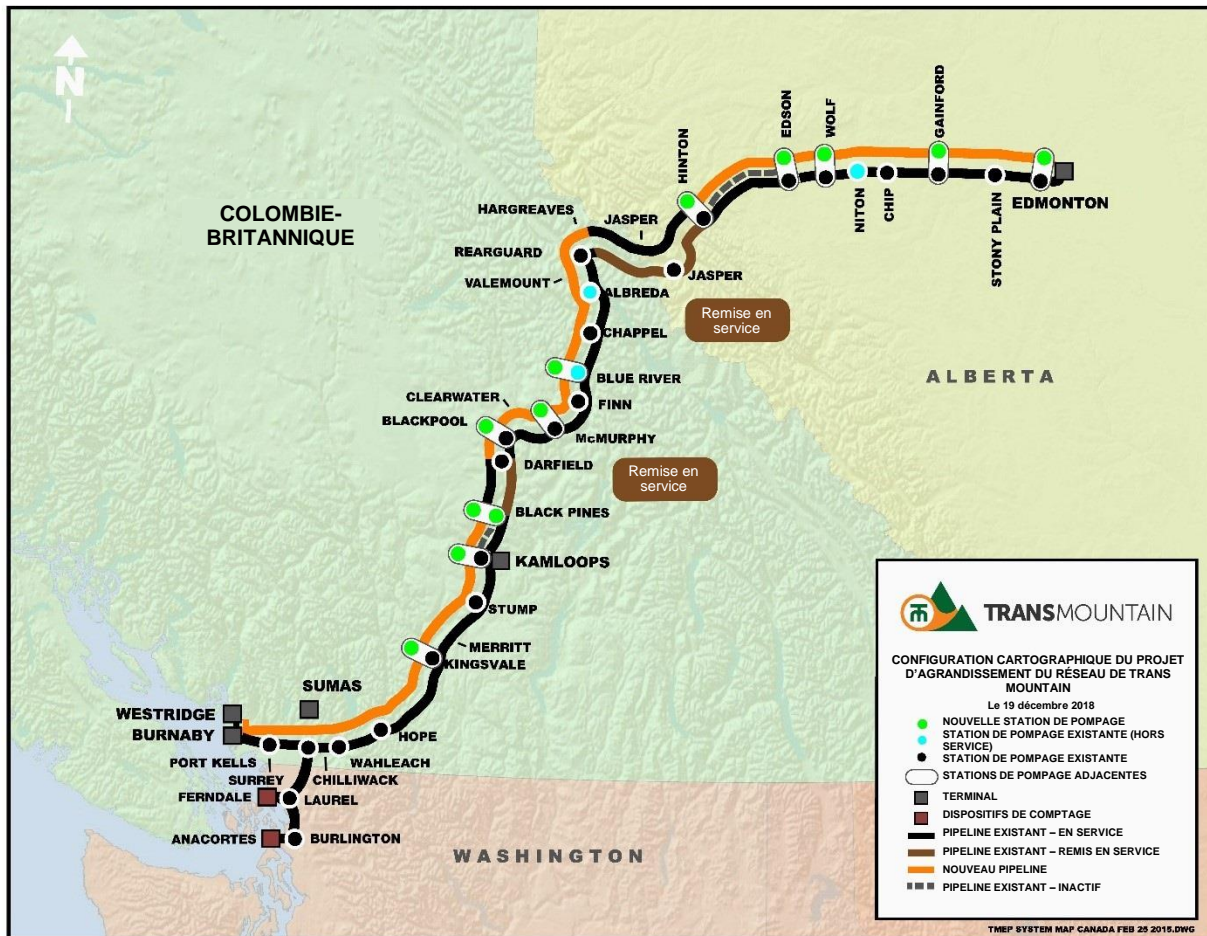
Dans le cadre des négociations commerciales afférentes au projet, il a été convenu que la moitié des produits au comptant générés par les volumes acheminés excédant 85 % de la capacité des pipelines serait partagée entre les expéditeurs. La quote-part de ce montant revenant aux expéditeurs leur sera retournée puis portée au crédit de la composante variable des droits. Par ailleurs, Trans Mountain a également négocié une entente avec la province de la Colombie-Britannique selon laquelle Trans Mountain partagera avec cette province un montant oscillant entre un minimum de 0,5 milliard de dollars et un maximum de 1,0 milliard de dollars, en fonction des volumes au comptant, sur une période de 20 ans.

La composante variable des droits comprend des coûts transférables qui feront l'objet d'un rapprochement chaque année. Les coûts devant être transférés dans les droits variables sont les suivants :

- coûts de l'électricité;
- coûts d'abandon de pipeline;
- quote-part des produits au comptant revenant à l'expéditeur, le cas échéant;
- coûts de mesures d'accommodement payables à des communautés autochtones suivant le début de la mise en service;
- émission de gaz à effet de serre – répercussions des activités de construction;
- autres coûts prévus au contrat.

## Réseau pipelinier Trans Mountain

La carte de configuration fournie ci-dessous illustre le réseau pipelinier Trans Mountain après l'achèvement du PARTM.



## Cibles de rendement et objectifs

Voici les principales cibles de rendement de CTM pour les 5 prochaines années :

- assurer l'exploitation d'une manière sécuritaire, conforme à la réglementation et commercialement viable du réseau pipeline Trans Mountain;
- achever la construction liée au PARTM d'une manière sécuritaire, conforme à la réglementation et commercialement viable, et mettre en service les actifs construits;
- étudier les occasions d'optimisation et d'agrandissement potentielles du réseau actuel Trans Mountain;
- achever la transformation numérique et faire de CTM une entreprise entièrement autonome;
- établir et exécuter un plan de préparation des activités visant la transition et l'intégration harmonieuses des actifs liés à l'agrandissement dans les activités en cours du réseau pipeline Trans Mountain;
- préserver une réputation fondée sur l'éthique, et respecter toutes les exigences pertinentes auxquelles est soumise une société d'État.



## Risques

CTM est assujettie à des risques qui pourraient occasionner des coûts supplémentaires, des retards dans l'exécution des travaux de construction ou porter atteinte à la réputation, notamment en ce qui a trait aux points suivants :

- la survenance d'un incident majeur ayant une incidence sur la sécurité du public, et du personnel et sur la protection de l'environnement, et découlant de l'exécution des travaux de construction, des activités ou de dommages causés par des tiers;
- les aléas naturels et environnementaux ayant des répercussions sur l'exécution des travaux de construction ou sur les activités;
- les manifestations ou les mouvements de protestations ayant des répercussions sur l'exécution des travaux de construction ou sur les activités;
- la réception en temps opportun des permis et l'accès aux terres ayant des répercussions sur l'exécution des travaux de construction;
- les litiges ayant une incidence sur l'exécution des travaux de construction;
- les contrôles inadéquats à l'égard de la surveillance des entrepreneurs ayant des répercussions sur l'exécution des travaux de construction ou sur les activités;
- les contrôles inadéquats de l'approvisionnement liés à la sélection et à la gestion des entrepreneurs entraînant des infractions à la loi, des fraudes ou une augmentation des coûts;
- la transformation numérique entraînant des défaillances;
- le fait d'attirer et de maintenir en poste une main-d'œuvre compétente pour effectuer les travaux de construction;
- une atteinte à la cybersécurité entraînant des répercussions sur les activités ou une atteinte à la réputation.

CTM gère ces risques au moyen d'une série de politiques et de procédures, d'activités de suivi opérationnel et d'entretien, d'assurances et d'autres ententes contractuelles, et de consultations avec des experts internes et externes.

CTM maintient un programme d'assurance afin de s'assurer que les coûts éventuels découlant d'incidents liés à la gestion et à l'exploitation de l'entreprise et des biens matériels peuvent être recouverts. Le programme d'assurance offre une couverture pour les dommages matériels, les pertes d'exploitation et divers types de responsabilités. Le PARTM est assuré de façon distincte.



## Aperçu financier

CTM prépare ses états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis ») et applique les exigences du Topic 980 de l'Accounting Standards Codification intitulé Regulated Operations (l'« ASC 980 »). Ainsi, CTM comptabilise certains produits, charges et actifs et passifs réglementaires pour tenir compte des incidences économiques de la réglementation des tarifs. La comptabilisation de ces éléments peut différer de ce qui est prévu par les PCGR des États-Unis pour les entreprises qui ne sont pas à tarifs réglementés. CTM est assujettie, par règlement, à la *Loi de l'impôt sur le revenu*.

Il est à noter que, dans le plan de la CDEV, tous les résultats financiers sont convertis conformément aux IFRS qui constituent le référentiel en vertu duquel la CDEV fait rapport au gouvernement. Dans le plan de la CDEV, les données financières de CTM ont été converties conformément aux IFRS.

## Chiffres réels de 2019

TMPL a transporté environ 314 000 barils par jour, dont approximativement 203 000 barils par jour dans le réseau de Puget vers l'État de Washington. Les mouvements sur Puget sont influencés par les écarts de prix en vigueur entre le pétrole lourd et le pétrole léger. De manière générale, plus l'écart est grand (c'est-à-dire plus le prix du baril de pétrole lourd est faible), plus il y a de pression sur la capacité des quais et moins il y a d'espace disponible pour les barils légers provenant de Puget.

Le total du bénéfice d'exploitation avant l'amortissement (BAIIA) de CTM s'est élevé à environ 194 millions de dollars, soit 10 millions de dollars de plus que le montant figurant au budget de 2019, en raison principalement de la capacité accrue de Puget.

Les dépenses d'investissement non liées au PARTM et établies selon la méthode de la comptabilité d'exercice ont totalisé environ 78 millions de dollars en 2019, ce qui comprend les montants relatifs au projet de transformation numérique ainsi qu'au projet d'optimisation du réseau qui ont fait l'objet d'approbations distinctes du conseil d'administration.

Pour ce qui est du PARTM, les dépenses de 2019 établies selon la méthode de la comptabilité d'exercice (compte non tenu de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction) se sont chiffrées à environ 1,25 milliard de dollars, compte tenu de la quête continue de permis, de l'acquisition de terrains et du démarrage des activités de construction au terminal maritime de Westridge, au terminal de Burnaby, au terminal d'Edmonton et aux stations de pompage des tronçons 1 et 2.

## Plan annuel de 2020

En 2020, le réseau actuel de TMPL devrait transporter environ 316 000 barils par jour, dont approximativement 185 000 barils par jour dans le réseau de Puget vers l'État de Washington.

Le total du bénéfice d'exploitation avant l'amortissement (BAIIA) de CTM devrait s'élever à environ 189 millions de dollars, soit environ 2 millions de dollars de moins que le montant prévu pour 2019, en raison principalement de la capacité moindre de Puget et de l'accroissement des coûts liés à la main-d'œuvre de Trans Mountain.

Les dépenses d'investissement non liées au PARTM et établies selon la méthode de la comptabilité de trésorerie devraient totaliser environ 68 millions de dollars en 2020, dont une tranche d'environ 30 millions de dollars est destinée à l'atténuation des risques liés aux aléas naturels et à la préservation de l'intégrité du réseau. Un montant de 28 millions de dollars environ est prévu au budget pour des projets d'investissement qui améliorent la fiabilité du réseau, comme la mise à niveau de l'infrastructure de TI et des logiciels, la mise à niveau des équipements électriques et des valves, et l'amélioration d'autres installations et équipements. La tranche restante de 10 millions de dollars vise le respect des exigences de conformité, les occasions de croissance et de raccordement, et les projets liés à la sécurité et aux interventions d'urgence. Toutes les activités sont entreprises après l'achèvement d'une analyse coûts-avantages.

En ce qui a trait au PARTM, des dépenses d'environ 2,8 milliards de dollars (compte non tenu de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction) devraient être engagées en 2020 à l'égard des principales activités prévues pour 2020 qui suivent :

- processus continu de demande et d'approbation soutenu par l'équipe interne du PARTM;
- achat de conduites, de coudes, de vannes et d'autres matériaux fournis par le propriétaire;
- tronçon 1 : achèvement de travaux prévus dans l'énoncé des travaux, y compris 13 forages directionnels horizontaux et autres franchissements importants;
- tronçon 2 : déboisement sur 289 kilomètres et installation d'environ 100 kilomètres de pipeline;
- tronçons 3 et 4A : déboisement sur la totalité des 200 kilomètres visés et installation d'un pipeline d'environ 30 kilomètres;
- tronçon 4B : déboisement sur 75 kilomètres et installation d'un pipeline;
- tronçon 5A : projets spéciaux réalisés sur 7 kilomètres dans la région urbaine de Kamloops et projet spécial réalisé sur 10 kilomètres à Black Pines;
- tronçon 5B : déboisement sur la totalité des 85 kilomètres visés, construction du nouveau tracé de la route et franchissements importants dans un rayon de 60 kilomètres;

- tronçon 6 : déboisement sur la totalité des 70 kilomètres visés et installation d'un pipeline d'environ 10 kilomètres;
- remise en service : travaux de construction sur 150 kilomètres;
- terminal et station de pompage d'Edmonton : réalisation de 40 % des travaux de construction
- ligne électrique de Kingsvale : achèvement des travaux de construction;
- tronçon 7 : deux forages directionnels horizontaux et installation d'un pipeline d'environ 7 kilomètres
- tunnel du mont Burnaby : achèvement du portail et réalisation de 40 % du forage du tunnel;
- terminal de Sumas : réalisation de 40 % des travaux de construction;
- terminal de Burnaby : réalisation de 30 % des travaux de construction;
- terminal maritime de Westridge : réalisation de 30 % des travaux de construction.

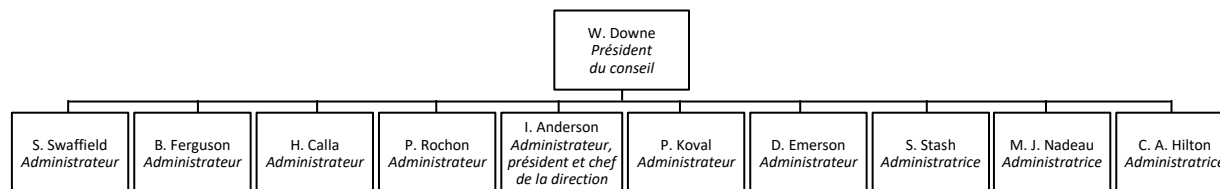
### **Période allant de 2021 à 2024**

Les hypothèses concernant les activités d'exploitation de CTM demeurent relativement inchangées jusqu'en 2021, peu de variations importantes étant prévues. CTM s'attend à ce que la mise en service du PARTM se fasse le 31 décembre 2022 au plus tard et que les coûts totaux atteignent 12,6 milliards de dollars. Lorsque le PARTM sera achevé, les produits tirés du transport augmenteront en raison de la hausse de la capacité du pipeline, qui sera portée à 890 000 barils par jour, et d'une nouvelle structure de droits liée aux nouvelles ententes de services de transport qui ont été négociées avec les expéditeurs relativement au PARTM. CTM estime que le BAIIA s'élèvera à 1,5 milliard de dollars pour la première année d'exploitation du réseau pipelinier agrandi.

Pour la période allant de 2021 à 2024, CTM a pour objectif de continuer à exploiter de manière sécuritaire et efficiente le réseau actuel du TMPL, tout en achevant de manière sécuritaire la construction des installations du PARTM et en les mettant en service.

## Annexe 1 : Gouvernance d'entreprise

L'organigramme ci-dessous présente la composition du conseil d'administration et des comités de CTM au 6 mars 2020 :



**Comité de l'environnement et de la santé et sécurité**

D. Emerson (président)  
B. Ferguson  
S. Stash  
S. Swaffield

**Comité d'audit**

B. Ferguson (président)  
P. Rochon  
P. Koval  
H. Calla

**Comité des ressources humaines et de gouvernance**

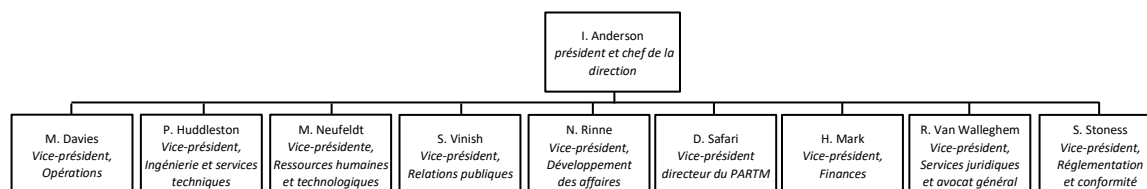
M. J. Nadeau (présidente)  
C. A. Hilton  
D. Emerson  
P. Koval

**Comité de surveillance du projet d'agrandissement (SPA)**

B. Ferguson (président)  
C. A. Hilton  
S. Stash  
S. Swaffield

Le président du conseil d'administration, M. W. Downe, siège d'office à tous les comités.

L'organigramme ci-dessous présente la composition de l'équipe de direction de CTM :



## Annexe 2 : États financiers

Corporation Trans Mountain  
 États de la situation financière consolidés pro forma  
 Du 31 décembre 2018 au 31 décembre 2024  
 En milliers de dollars canadiens

	Chiffres réels 2018	Chiffres réels 2019	Plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024
<b>Actifs</b>							
<b>Actifs courants</b>							
Trésorerie et équivalents de trésorerie	169 200	423 899	448 723	473 358	42 435	24 417	186 391
Liquidités soumises à des restrictions	500 000	—	—	—	—	—	—
Débiteurs	142 712	62 801	35 584	35 629	35 757	164 902	169 893
Autres actifs courants	30 670	19 511	19 511	19 511	19 511	19 511	19 511
	<b>842 582</b>	<b>506 211</b>	<b>503 517</b>	<b>528 498</b>	<b>97 703</b>	<b>208 830</b>	<b>375 795</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>	4 530 559	5 744 369	8 738 414	12 580 460	14 975 407	15 017 867	14 662 626
Actif au titre du droit d'utilisation	—	67 659	67 659	67 659	67 659	67 659	67 659
Actifs réglementaires	24 568	40 853	73 504	107 825	104 185	84 156	64 127
Goodwill	888 098	888 098	888 098	888 098	888 098	888 098	888 098
Placements soumis à des restrictions	54 783	70 911	85 618	100 667	127 211	154 374	182 170
Liquidités soumises à des restrictions	48 843	63 015	63 015	63 015	63 015	63 015	63 015
Montants différés et autres actifs	24 525	60 619	60 619	60 619	60 619	60 619	60 619
<b>Total des actifs</b>	<b>6 413 958</b>	<b>7 441 735</b>	<b>10 480 743</b>	<b>14 396 841</b>	<b>16 383 898</b>	<b>16 544 618</b>	<b>16 364 109</b>
<b>Passifs et capitaux propres</b>							
<b>Passifs courants</b>							
Créditeurs	120 687	305 868	305 868	305 868	305 868	305 868	305 868
Passifs réglementaires	102 695	196 888	196 888	196 888	196 888	196 888	196 888
Prêts consentis par la société mère	607 250	—	—	—	—	—	—
Autres passifs courants	6 165	23 180	23 180	23 180	23 180	23 180	23 180
	<b>836 797</b>	<b>525 936</b>	<b>525 936</b>	<b>525 936</b>	<b>525 936</b>	<b>525 936</b>	<b>525 936</b>
<b>Prêts consentis par la société mère</b>	2 506 350	3 257 100	4 871 204	6 916 337	7 752 665	7 472 115	6 972 115
Impôt sur le résultat différé	618 780	584 885	628 387	711 373	771 210	951 543	1 145 905
Passifs réglementaires	212 500	131 185	145 892	160 941	187 485	214 648	242 444
Avantages de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi	74 931	87 297	87 297	87 297	87 297	87 297	87 297
Autres crédits différés	9 325	12 748	12 748	12 748	12 748	12 748	12 748
<b>Total des passifs</b>	<b>4 258 683</b>	<b>4 651 106</b>	<b>6 323 418</b>	<b>8 466 587</b>	<b>9 389 296</b>	<b>9 316 242</b>	<b>9 038 399</b>
<b>Capitaux propres</b>	2 155 275	2 790 629	4 157 325	5 930 254	6 994 602	7 228 375	7 325 710
<b>Total des passifs et des capitaux propres</b>	<b>6 413 958</b>	<b>7 441 735</b>	<b>10 480 743</b>	<b>14 396 841</b>	<b>16 383 898</b>	<b>16 544 618</b>	<b>16 364 109</b>

Corporation Trans Mountain  
 États des capitaux propres consolidés pro forma  
 Pour la période allant de la constitution au 31 décembre 2018 et pour les exercices clos du 31 décembre 2019 au 31 décembre 2024  
 En milliers de dollars canadiens

	Chiffres réels 2018	Chiffres réels 2019	Plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024
Solde à l'ouverture de la période	—	2 155 275	2 790 629	4 157 325	5 930 254	6 994 602	7 228 375
Apports en capital	2 138 400	526 500	1 231 582	1 517 885	880 452	179 550	—
Dividendes	—	—	—	—	—	(500 000)	(500 000)
Autres éléments du résultat global	7 337	(22 001)	—	—	—	—	—
Bénéfice net	9 538	130 855	135 114	255 044	183 896	554 223	597 335
<b>Solde à la clôture de la période</b>	<b>2 155 275</b>	<b>2 790 629</b>	<b>4 157 325</b>	<b>5 930 254</b>	<b>6 994 602</b>	<b>7 228 375</b>	<b>7 325 710</b>

Corporation Trans Mountain

États du résultat net et du résultat global consolidés pro forma

Pour la période allant de la constitution au 31 décembre 2018 et pour les exercices clos du 31 décembre 2019 au 31 décembre 2024

En milliers de dollars canadiens

	Chiffres réels 2018	Chiffres réels 2019	Plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024
<b>Produits</b>							
Produits tirés du transport	116 365	357 298	361 101	362 903	370 438	1 918 860	1 981 003
Produits locatifs	20 417	60 146	64 139	61 893	57 373	56 658	54 389
Autres produits	1 011	2 308	1 762	2 752	1 276	3 301	3 326
	<b>137 793</b>	<b>419 752</b>	<b>427 002</b>	<b>427 547</b>	<b>429 088</b>	<b>1 978 819</b>	<b>2 038 718</b>
<b>Charges</b>							
Coûts d'exploitation des pipelines	42 769	120 300	126 555	128 871	134 203	289 659	305 285
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	33 615	100 551	103 415	103 415	103 415	386 002	386 002
Salaires et avantages du personnel	19 837	64 296	73 555	73 578	70 293	100 298	104 310
Taxes et impôts, autres que l'impôt sur le résultat	10 308	32 685	35 129	31 109	32 042	71 692	73 842
Charges administratives	5 077	8 073	2 801	2 021	2 082	18 536	19 092
	<b>111 606</b>	<b>325 905</b>	<b>341 455</b>	<b>338 995</b>	<b>342 035</b>	<b>866 186</b>	<b>888 531</b>
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>26 187</b>	<b>93 847</b>	<b>85 547</b>	<b>88 552</b>	<b>87 052</b>	<b>1 112 633</b>	<b>1 150 187</b>
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	21 241	91 292	184 288	340 051	325 811	–	–
Charges d'intérêts, déduction faite des coûts de financement de la dette inscrits à l'actif	(34 483)	(84 609)	(91 219)	(90 573)	(169 132)	(378 076)	(358 491)
Désactualisation							
Autres, montant net	115	(1 708)	–	–	–	–	–
(Perte) profit de change	10	(289)	–	–	–	–	–
Recouvrement (charge) d'impôt	(3 532)	32 322	(43 502)	(82 986)	(59 836)	(180 334)	(194 361)
<b>Bénéfice net</b>	<b>9 538</b>	<b>130 855</b>	<b>135 114</b>	<b>255 044</b>	<b>183 896</b>	<b>554 223</b>	<b>597 335</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>							
Écart de conversion	12 983	(14 812)	–	–	–	–	–
Régimes d'avantages	(5 646)	(7 189)	–	–	–	–	–
<b>Résultat global</b>	<b>16 875</b>	<b>108 854</b>	<b>135 114</b>	<b>255 044</b>	<b>183 896</b>	<b>554 223</b>	<b>597 335</b>
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>59 802</b>	<b>194 398</b>	<b>188 962</b>	<b>191 967</b>	<b>190 467</b>	<b>1 498 635</b>	<b>1 536 189</b>

**Corporation Trans Mountain**

**États des flux de trésorerie consolidés pro forma**

Pour la période allant de la constitution au 31 décembre 2018 et pour les exercices clos du 31 décembre 2019 au 31 décembre 2024

En milliers de dollars canadiens

	Chiffres réels 2018	Chiffres réels 2019	Plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024
<b>Activités d'exploitation</b>							
Bénéfice net (perte nette) de l'exercice	9 538	130 855	135 114	255 044	183 896	554 223	597 335
Éléments sans effet sur la trésorerie							
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	33 615	100 551	103 415	103 415	103 415	386 002	386 002
Désactualisation							
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(21 241)	(91 292)	(184 288)	(340 051)	(325 811)	–	–
Impôt sur le résultat différé	1 662	(31 508)	43 502	82 986	59 836	180 334	194 361
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	119 972	48 705	9 274	(19 317)	30 055	(81 952)	42 833
	<b>143 546</b>	<b>157 311</b>	<b>107 017</b>	<b>82 077</b>	<b>51 391</b>	<b>1 038 607</b>	<b>1 220 531</b>
<b>Activités d'investissement</b>							
Acquisition, déduction faite de la trésorerie acquise	(4 484 157)	–	–	–	–	–	–
Dépenses d'investissement	(189 170)	(1 070 066)	(2 913 172)	(3 605 411)	(2 172 550)	(428 462)	(30 762)
Dépenses liées aux logiciels destinés à un usage interne	–	(10 094)	–	–	–	–	–
Acquisitions de placements soumis à des restrictions	(4 843)	(13 957)	(14 707)	(15 049)	(26 544)	(27 163)	(27 796)
Règlement au titre du fonds de roulement à l'acquisition	–	37 020	–	–	–	–	–
	<b>(4 678 170)</b>	<b>(1 057 097)</b>	<b>(2 927 879)</b>	<b>(3 620 460)</b>	<b>(2 199 094)</b>	<b>(455 624)</b>	<b>(58 557)</b>
<b>Activités de financement</b>							
Émission (remboursement) de titres d'emprunt consentis par la société mère	3 113 600	143 500	1 614 104	2 045 133	836 328	(280 550)	(500 000)
Apports en capital	2 138 400	526 500	1 231 582	1 517 885	880 452	179 550	–
Dividendes	–	–	–	–	–	(500 000)	(500 000)
	<b>5 252 000</b>	<b>670 000</b>	<b>2 845 686</b>	<b>3 563 018</b>	<b>1 716 781</b>	<b>(601 000)</b>	<b>(1 000 000)</b>
Incidence des opérations de change sur les soldes de trésorerie	667	(1 343)	–	–	–	–	–
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des liquidités soumises à des restrictions	718 043	(231 129)	24 824	24 635	(430 923)	(18 017)	161 974
Trésorerie et liquidités soumises à des restrictions, à l'ouverture de la période	–	718 043	486 914	511 738	536 373	105 450	87 432
<b>Trésorerie et liquidités soumises à des restrictions, à la clôture de la période</b>	<b>718 043</b>	<b>486 914</b>	<b>511 738</b>	<b>536 373</b>	<b>105 450</b>	<b>87 432</b>	<b>249 406</b>
Trésorerie, à l'ouverture de la période	–	169 200	423 899	448 723	473 358	42 435	24 417
Liquidités soumises à des restrictions, à l'ouverture de la période	–	548 843	63 015	63 015	63 015	63 015	63 015
<b>Trésorerie et liquidités soumises à des restrictions, à l'ouverture de la période</b>	<b>–</b>	<b>718 043</b>	<b>486 914</b>	<b>511 738</b>	<b>536 373</b>	<b>105 450</b>	<b>87 432</b>
Trésorerie, à la clôture de la période	169 200	423 899	448 723	473 358	42 435	24 417	186 391
Liquidités soumises à des restrictions, à la clôture de la période	548 843	63 015	63 015	63 015	63 015	63 015	63 015
<b>Trésorerie et liquidités soumises à des restrictions, à la clôture de la période</b>	<b>718 043</b>	<b>486 914</b>	<b>511 738</b>	<b>536 373</b>	<b>105 450</b>	<b>87 432</b>	<b>249 406</b>

### *Annexe 3 : Plan d'emprunt*

À l'heure actuelle, CTM a une entente de financement avec Financière Canada TMP Ltée. Le financement consenti aux termes de cette entente est traité comme un financement sous forme d'emprunts à 55 % et comme un financement sous forme de capitaux propres à 45 %. La dette porte intérêt au taux de 5 %.

CTM a emprunté 2,5 milliards de dollars pour financer l'acquisition des entités de Trans Mountain et elle empruntera une somme additionnelle de 0,7 million de dollars d'ici la fin de 2019 pour financer les travaux continus liés au PARTM et pour effectuer les paiements d'intérêt.

Pour 2020, il est prévu que les entrées de trésorerie liées à l'exploitation satisfassent aux besoins de l'exploitation et assurent le financement des programmes d'investissement de maintien aussi bien que des programmes d'investissement de croissance non liés au PARTM. Le financement du PARTM continuera d'être assuré par des prélèvements sur les ententes de financement. CTM devra également prélever des fonds pour effectuer ses paiements d'intérêts semestriels. Le financement total requis pour 2020 devrait dépasser la limite de 3,8 milliards de dollars de la facilité en 2020. Le présent plan suppose une renégociation de l'entente afin d'augmenter la limite d'emprunt.

Une facilité de 500 millions de dollars inutilisée est maintenue pour satisfaire aux exigences de nature financière imposées par la Régie. Une commission d'engagement de 0,30 % est versée sur la facilité au titre des montants non utilisés. Aucun montant ne devrait être prélevé sur cette nouvelle facilité dans le cours normal des activités.



## Contrats de location

CTM a conclu des contrats de location en vigueur jusqu'en 2020 et elle pourrait conclure de nouveaux contrats de location en 2020 comportant des paiements annuels pouvant atteindre environ 38 millions de dollars. Les contrats de location visent des locaux temporaires qui serviront à réceptionner et à entreposer les matériaux et l'équipement et qui serviront également d'ateliers tout le long du tracé prévu, ainsi que des locaux à bureaux qui serviront à héberger la quantité croissante de personnel. Certaines ententes de location visant de grosses pièces d'équipement, de l'espace de stockage de matériaux et des locaux peuvent avoir une durée supérieure à un an. Les engagements financiers au titre de contrats de location ou les contrats de location relatifs au PARTM sont inclus dans les exigences d'emprunt liées au PARTM.

## Ententes commerciales

CTM a conclu des ententes commerciales et elle pourrait conclure de nouvelles ententes commerciales visant des investissements destinés aux communautés dans le cadre du PARTM. Ces accords d'investissement destiné aux communautés engagent financièrement CTM à fournir des fonds assortis de modalités de paiement pouvant dépasser un an à des administrations municipales ou à des communautés autochtones.

# **ANNEXE C**

**SGCH**

## **LA SOCIÉTÉ DE GESTION CANADA HIBERNIA**

Filiale entièrement détenue de

**La Corporation de développement des investissements  
du Canada**

### **RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE relatif au plan d'entreprise de 2020**

**POUR LES EXERCICES 2020-2024**

**incluant une mise à jour des prévisions pour 2020 en date de mai 2020**

## **Table des matières**

1.0 Le Projet Hibernia - Résumé .....	3
2.0 Aperçu des activités de 2019 .....	5
3.0 Objectifs pour 2020.....	6
4.0 Commercialisation et transport.....	7
5.0 Risques.....	7
6.0 Section financière .....	8
7.0 Structure organisationnelle .....	9
8.0 Normes internationales d'information financière.....	9

## 1.0 Le Projet Hibernia - Résumé

La Société de gestion Canada Hibernia (la « SGCH ») est une filiale entièrement détenue de la Corporation de développement des investissements du Canada (la « CDEV ») et a été constituée en mars 1993 dans le but de détenir, de gérer, d'administrer et d'exploiter la participation directe de 8,5 % du gouvernement du Canada à ce moment-là dans le projet pétrolier extracôtier Hibernia, situé à 315 kilomètres à l'est de St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador.

Hibernia continue d'être une entreprise très rentable. À la clôture de l'exercice 2019, la SGCH avait versé, sur une base cumulée, des dividendes d'environ 2,24 milliards de dollars<sup>1</sup>, une participation au bénéfice net (la « PBN ») fédérale de 288 millions de dollars et un montant 711 millions de dollars en impôt sur le résultat fédéral. Les versements de dividendes ont débuté en 2003 après le remboursement par la SGCH des crédits parlementaires de 431 millions de dollars correspondant à la quote-part du gouvernement du Canada dans les dépenses d'investissement du projet.

Pour l'exercice 2019, la SGCH a versé des dividendes de 51 millions de dollars, ce qui représente 12 millions de dollars de moins que le montant de 63 millions de dollars figurant dans le plan. La baisse des produits nets tirés du pétrole brut<sup>2</sup>, qui découle des arrêts de production et de la baisse des prix réalisés du pétrole, a été en partie contrebalancée par le recul des dépenses d'investissement et la diminution des contributions au fonds détenu en main tierce.

Le plan d'entreprise approuvé de 2020 s'appuie sur la mise à jour des prévisions pour 2020 compte tenu de la COVID-19, de la chute des prix mondiaux du pétrole ainsi que de la révision des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation compte tenu de la décision des propriétaires d'Hibernia de suspendre les activités de forage et de reporter les projets discrétionnaires. Le plan de 2020 prévoit que les dividendes s'établiront à 7 millions de dollars, soit une baisse de 44 millions de dollars par rapport au montant de 51 millions de dollars payé en 2019. La diminution des dividendes en 2020 est essentiellement attribuable à la volonté de maintenir la souplesse financière dans un contexte de volatilité sur le marché du pétrole et à la COVID-19.

À titre de société ne possédant qu'un seul actif, la part initiale du financement de la SGCH a été obtenue grâce à des crédits du gouvernement du Canada jusqu'au début de la production en 1997. Toutefois, depuis 1998, son financement provient des flux de trésorerie internes générés par la participation de la SGCH dans Hibernia. La SGCH doit s'assurer qu'elle dispose de suffisamment de liquidités pour financer ses dépenses d'investissement, ses charges d'exploitation et ses frais de transport, les redevances, sa participation au bénéfice net, l'impôt sur le résultat, ses charges administratives et ses frais futurs d'abandon sans avoir recours à des crédits supplémentaires du gouvernement. La SGCH a la responsabilité de payer ses impôts aux gouvernements fédéral et provincial, les redevances et sa participation au bénéfice net, au même titre que les entreprises du secteur privé.

---

<sup>1</sup> Toutes les données financières sont exprimées en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

<sup>2</sup> Les produits nets tirés du pétrole brut correspondent aux ventes de pétrole brut déduction faite des redevances et de la participation au bénéfice net.

L'objectif principal de la SGCH est de gérer la participation de son actionnaire dans le projet Hibernia dans le but de protéger les intérêts de l'actionnaire, d'en maximiser la valeur et d'assurer que toutes les décisions sont prises selon une approche prudente sur le plan commercial.

La SGCH s'acquitte de sa tâche en participant activement à tous les comités qui veillent à la direction stratégique du projet, en contribuant aux activités d'exploitation, y compris la sécurité et la protection de l'environnement, et en gérant les flux de rentrées; en s'assurant de respecter tous les règlements gouvernementaux et les obligations contractuelles; en participant de manière diligente aux activités de transport et de commercialisation liées à sa quote-part de la production pétrolière et en assurant la surveillance diligente de ces activités; en ayant un fonds de roulement suffisant dans le but d'éviter d'avoir recours à du financement gouvernemental; et en mettant de côté des fonds en prévision de l'abandon éventuel d'Hibernia.

La SGCH a pour objectif secondaire de s'assurer que l'actif du gouvernement soit prêt à être évalué et vendu, si le gouvernement du Canada décidait de s'en dessaisir.

La SGCH détient plusieurs participations directes dans différents secteurs du champ Hibernia. Le champ Hibernia est divisé en zones de licence, et certaines d'entre elles font l'objet d'une exploitation concertée<sup>3</sup>. Dans l'ensemble, la SGCH détient une participation directe de 8,5 % dans le champ principal d'Hibernia ainsi qu'une participation directe actuelle de 5,62665 % dans le secteur unitaire du prolongement sud d'Hibernia (le « PSH »). La participation directe de la SGCH dans le secteur unitaire du PSH est soumise à des ajustements (ainsi que celle de tous les autres participants au secteur unitaire du PSH) conformément à l'entente du secteur unitaire du PSH. La SGCH détient une participation directe de 8,5 % dans la partie du champ pétrolifère Hibernia visée par la licence de production LP 1001, qui avait été approuvée au départ pour la mise en valeur du projet et qui apparaît en gris à l'intérieur des pointillés dans le tableau de gauche ci-dessous (le « champ principal »). La SGCH détient également une participation directe de 8,5 % dans le bloc AA, représentée en gris dans le tableau de droite ci-dessous. Les autres propriétaires de ces zones visées par la licence LP 1001 (champ principal) sont ExxonMobil (33,125 %), Chevron (26,875 %), Suncor (20,0 %), Murphy (6,5 %) et Equinor (5,0 %). Les propriétaires du champ principal sont aussi propriétaires de la Société d'exploitation et de développement d'Hibernia Ltée (la « SEDH ») et de la plateforme à embase-poids et des installations connexes selon leur quote-part respective du champ principal.

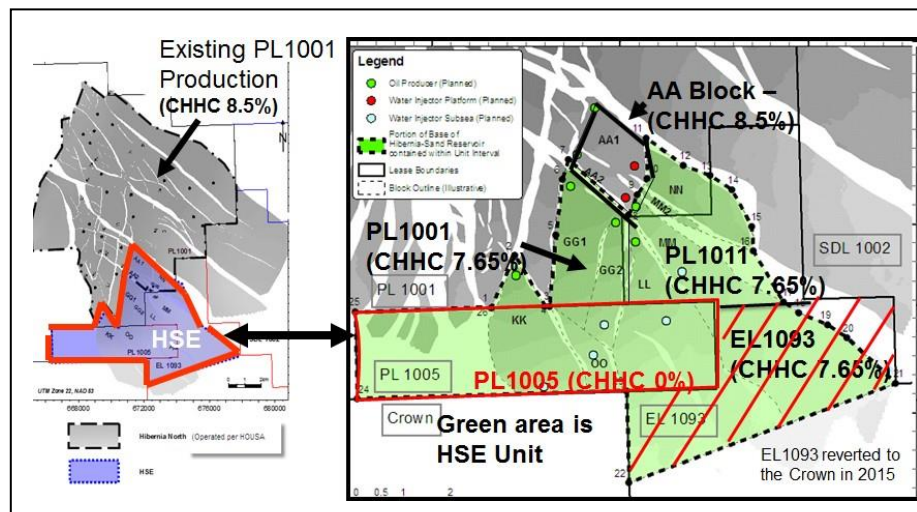
L'exploitation en commun<sup>4</sup> d'une partie de la LP 1001, de la LP 1011 (à l'origine, la LE 1093) et de la LP 1005 a donné lieu à la création du secteur unitaire du PSH. Les terrains du secteur unitaire du PSH liés à la formation Hibernia Sands et la participation directe respective de la SGCH dans chaque licence sont illustrés dans la partie en vert sur le côté droit du diagramme ci-après.

La participation directe initiale de la SGCH dans le secteur unitaire du PSH était de 5,08482 % et a été ajustée par la suite à 5,7265 % le 1<sup>er</sup> décembre 2015, par suite du premier ajustement

---

<sup>3</sup> L'exploitation en commun est une pratique courante dans le secteur pétrolier, selon laquelle les propriétaires conviennent par entente contractuelle de mettre en commun la production, les coûts et les investissements liés à des terrains et à des actifs ayant plusieurs propriétaires dans le but de coordonner la mise en valeur d'un même réservoir ou bassin.

périodique, et à 5,62665 % le 1<sup>er</sup> mai 2017, par suite du deuxième ajustement périodique. Bien que la participation directe de la SGCH dans le secteur unitaire du PSH varie, sa participation directe dans chaque licence prise individuellement ne varie pas. L'entente du secteur unitaire du PSH précise le processus et le calendrier de tous les ajustements à apporter à la participation directe des propriétaires dans le secteur unitaire du PSH au fil du temps.



Note 1 : Le champ principal est composé de la zone de production existante visée par la licence de production LP 1001 (participation de 8,5 % de la SGCH) indiquée en gris dans le schéma de gauche ci-dessus ainsi que la partie du bloc AA (participation de 8,5 % de la SGCH) du secteur unitaire du PSH indiquée en gris dans le schéma de droite.

Note 2 : Le secteur unitaire du PSH au niveau du Hibernia Sands apparaît en vert dans le schéma de droite ci-dessus.

Note 3 : Une partie de la licence d'exploration LE 1093 a été convertie en licence de production LP 1011. La zone restante est arrivée à expiration, comme le montre la partie hachurée du schéma.

Le secteur unitaire du PSH a vu le jour en raison du forage de développement qui a mis en évidence que le contact pétrole-eau était de loin inférieur à ce qui avait été prévu à l'origine, et les limites du champ s'étendaient dans la zone visée par la LP 1005, cette dernière n'étant pas détenue par les mêmes propriétaires que le reste du champ.

Les négociations sur les modalités au titre des impôts, des avantages et de la participation de la province. Ces négociations ont été conclues le 16 février 2010 et ont donné lieu à une prise de participation directe de Nalcor de 10 % dans certaines zones définies du secteur unitaire. La participation de Nalcor provenait d'une contribution proportionnelle de chacun des propriétaires du projet Hibernia.

La SEDH exploite ce projet pour le compte des propriétaires, et Exxon Mobil Corporation fournit, aux termes d'un contrat, le personnel de gestion et le personnel administratif et technique. Le secteur unitaire du PSH est exploité d'une manière analogue. Bien que les opérations quotidiennes du champ pétrolifère soient gérées par ExxonMobil, tous les propriétaires jouent un rôle actif dans les processus décisionnels.

Toutes les activités entreprises à ce jour et visées par le présent résumé du plan d'entreprise s'inscrivent dans le mandat de la SGCH.

## 2.0 Aperçu des activités de 2019

Pour l'exercice 2019, la SGCH a versé des dividendes de 51 millions de dollars, ce qui représente 12 millions de dollars de moins que le montant de 63 millions de dollars figurant dans le plan. L'écart s'explique principalement par la baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant de la baisse des produits nets tirés du pétrole brut, contrebalancée en partie par une diminution des contributions au fonds détenu en main tierce et une baisse des dépenses d'investissement.

Pour l'exercice 2019, la SGCH a inscrit des ventes de pétrole brut de 246 millions de dollars, des produits nets tirés du pétrole brut de 168 millions de dollars et un bénéfice net de 46 millions de dollars (voir le Tableau II), ce qui est inférieur aux montants respectifs figurant dans le plan. La participation directe de la SGCH dans la production en 2019 s'est établie en moyenne à 7 490 barils de pétrole par jour, soit 13 % de moins que les prévisions du plan de 8 580 barils de pétrole par jour. Les écarts par rapport au plan sont attribuables au temps d'arrêt de la production lié aux deux déversements d'hydrocarbures indépendants l'un de l'autre à Hibernia, qui se sont produits en juillet et en août 2019. Les activités de production ont été interrompues pendant près de 80 % des jours productifs entre juillet et septembre à la suite d'une enquête portant sur des incidents.

Le prix moyen réalisé par la SGCH de 87 \$ le baril de pétrole en 2019 est légèrement inférieur au prix de 89 \$ le baril établi dans les hypothèses du plan.

Pour l'exercice 2019, sur une base cumulée, les redevances et la participation au bénéfice net, soit 78 millions de dollars, ont été inférieures de 12 % aux 89 millions de dollars estimés dans le plan, ce qui concorde avec le recul des ventes de pétrole brut.

Alors que les taux de redevances nets contractuels de la SGCH varient de 30 % à 50 % (prélevés sur les produits diminués des déductions de coûts) selon les prix du pétrole WTI et la zone visée par les redevances, la majeure partie des produits nets de la SGCH est assujettie au taux de redevances net de 30 %. Une « redevance nette » signifie que le taux de redevances est multiplié par le « produit net de transfert », qui correspond essentiellement aux ventes de pétrole brut moins les déductions de coûts admissibles. Le taux contractuel de participation au bénéfice net de la SGCH est de 10 % et est également prélevé sur les produits d'exploitation nets (ventes de pétrole brut moins les déductions de coûts admissibles) issus du champ principal visé par la licence de production LP 1001, bien qu'il diminue dans un contexte marqué par la faiblesse des prix du pétrole (généralement lorsque le prix du Brent est inférieur à 60 \$ US le baril) selon un facteur d'indexation des prix du pétrole. Un taux de 10 % a été appliqué tout au long de 2019.

Les charges d'exploitation et les charges administratives en 2019 n'ont pas varié de manière importante par rapport à celles du plan. En 2019, les frais de transport ont été inférieurs de 2 millions de dollars à ceux du plan en raison de la diminution de l'utilisation et de sa quote-part de la capacité des pétroliers et des installations de transbordement. En 2019, la charge d'impôt sur le résultat a été de 11 millions de dollars supérieure à celles du plan, car la diminution de la charge d'impôt exigible attribuable au recul du bénéfice net avant impôt a été plus que compensée par une augmentation de la charge d'impôt différé.

La quote-part de la SGCH dans les dépenses d'investissement pour 2019 s'est chiffrée à 34 millions de dollars, contre un montant de 45 millions de dollars figurant dans le plan du fait du report de certains coûts à 2020.

Les déversements d'hydrocarbures d'Hibernia en juillet et août 2019, bien que regrettables, ont mis en évidence la bonne performance des systèmes de gestion de la SEDH lors de ces événements. Hibernia affiche une excellente performance au chapitre de la sûreté, de la sécurité, de la santé et de l'environnement, est exploitée de manière sécuritaire et se conforme à la réglementation.

### **3.0 Objectifs pour 2020**

Les principaux objectifs commerciaux de la SGCH pour 2020 sont de dégager un rendement opérationnel et financier conforme au plan d'entreprise, de préparer la première réévaluation de la participation directe dans le secteur unitaire, d'aider l'exploitant à optimiser la valeur de la mise en valeur sous-marine et de la mise en valeur future des ressources de la plateforme dans des zones comme les formations du BNA et de Catalina, de surveiller les risques et de superviser les décisions se rapportant à la commercialisation et au transport du pétrole brut ainsi que de surveiller les risques liés au crédit et au transport maritime (y compris les stratégies d'atténuation) et de s'assurer que la capacité des pétroliers soit suffisante.

### **4.0 Commercialisation et transport**

La SGCH vend généralement les cargaisons de pétrole brut d'Hibernia en fonction du cours de référence du pétrole brut Brent daté, en dollars américains, plus ou moins un écart de prix qui reflète les conditions actuelles du marché. La SGCH continue de recourir à Suncor comme agent de commercialisation et elle participe au Suncor Marketing Group (le « SMG »).

Le système Basin Wide Transportation and Transshipment System (BWTTS) génère des économies de coûts et des gains d'efficacité pour tous les participants au BWTTS, notamment la SGCH. Aux termes de ce système, les participants au BWTTS (neuf sociétés productrices exploitant quatre champs pétrolifères au large de la côte Est du Canada) se partagent des pétroliers-navettes pour le transport du pétrole jusqu'au terminal de Newfoundland Transshipment Ltd (« NTL »).

### **5.0 Risques**

Le présent plan d'entreprise tient compte des incertitudes normales liées aux prix du pétrole brut, aux cours de changes, aux dépenses d'investissement, aux charges d'exploitation et au rendement des gisements.

Les principaux risques financiers comprennent la volatilité des cours du pétrole; la volatilité du cours de change du dollar américain par rapport au dollar canadien; la volatilité des taux d'intérêt; le risque de crédit découlant des contreparties aux ventes de pétrole et à la trésorerie et aux placements à court terme de la SGCH; et la suffisance des fonds liés à l'abandon.



Les principaux risques non financiers comprennent les risques opérationnels et techniques liés à l'exploitation pétrolière extracôtière (notamment la complexité des forages et les risques liés à la production, l'inexactitude des estimations des réserves, les conditions climatiques difficiles); les risques liés à la sécurité et à l'environnement, y compris la pollution; les risques liés au transport maritime; les risques liés à la réglementation; les risques liés à la cybersécurité et aux TI; la disponibilité des assurances liées aux risques susmentionnés.

La SGCH a accepté le risque de volatilité des prix du pétrole en participant chaque année à de multiples (20+) ventes de cargaisons dans le cadre de son entente de commercialisation conjointe avec Suncor, lequel prévoit des mesures d'atténuation naturelles, et en maintenant des réserves de trésorerie appropriées. La SGCH surveille la volatilité des prix du pétrole.

## **6.0 Section financière**

Les volumes des ventes estimatives de la SGCH totalisent 3,25 millions de barils en 2020, soit un volume de 15 % plus élevé que les 2,83 millions de barils vendus en 2019. L'augmentation des volumes de ventes s'explique par la hausse de 19 % de la quote-part de la SGCH dans les volumes de production quotidiens moyens ainsi que par les écarts temporaires dans la vente de cargaisons.

La quote-part de la participation directe de la SGCH dans la production est estimée à environ 8 890 barils de pétrole par jour en 2020, soit 19 % de plus que la moyenne de 7 490 barils de pétrole par jour pour 2019. Sur la base de la quote-part nette de la SGCH, la production du secteur unitaire du PSH devrait comprendre 31 % de la participation directe totale dans la production en 2020, ce qui est conforme à 2019. L'augmentation de la production en 2020 sera surtout attribuable à la diminution des arrêts de production, la production ayant été interrompue pendant la majeure partie du troisième trimestre de 2019 (soit près de 80 % des jours productifs disponibles) en raison de deux déversements d'hydrocarbures indépendants l'un de l'autre en juillet et en août.

Les cours réalisés du pétrole brut devraient baisser de 53 % pour s'établir à 41 \$ CA (30 \$ US) le baril en 2020, comparativement à 87 \$ CA (65 \$ US) le baril en 2019.

Les produits bruts tirés du pétrole brut pour 2020 devraient totaliser 134 millions de dollars, ce qui représente une baisse de 46 % par rapport à 246 millions de dollars inscrits en 2019. En 2020 par rapport à 2019, l'augmentation de 15 % des volumes de ventes et la diminution de 53 % du prix réalisé du pétrole ont donné lieu à une baisse de 46 % des produits tirés des ventes de pétrole brut d'un exercice à l'autre.

Il est présumé dans le plan que la baisse du taux moyen combiné effectif des redevances et de la participation au bénéfice net (total des charges liées aux redevances et à la participation au bénéfice net en pourcentage des ventes de pétrole brut) est de 26 % en 2020 comparativement au taux de 32 % enregistré en 2019, en raison surtout de la prise en compte de cours du pétrole en 2020 dans le calcul des redevances et de la PBN. Les redevances et la PBN diminuent plus rapidement que les ventes de pétrole brut puisqu'elles sont calculées selon les ventes, déduction faite des coûts.

Selon les prévisions, le bénéfice net devrait diminuer, pour passer de 46 millions de dollars en 2019 à 6 millions de dollars en 2020.

Les dépenses d'investissement prévues en 2020 s'élèvent à 18 millions de dollars. La baisse de 16 millions de dollars, ou 47 %, en 2020 des dépenses d'investissement prévues par rapport aux dépenses de 2019 établies à 34 millions de dollars s'explique principalement par le report d'activités de forage et de dépenses liées aux projets, y compris le report de la mise en valeur sous-marine du projet de raccordement Ouest d'Hibernia.

Le plan de 2020 prévoit que les dividendes seront de 7 millions de dollars, soit une baisse de 44 millions de dollars par rapport au montant de 51 millions de dollars inscrit en 2019. La diminution des dividendes en 2020 est essentiellement attribuable à la volonté de maintenir la souplesse financière dans un contexte de volatilité sur le marché du pétrole et compte tenu de la COVID-19.

Les flux de trésorerie de la SGCH sont sensibles aux variations du prix du pétrole brut, aux cours de change et aux volumes de production.

## **7.0 Structure organisationnelle**

Depuis sa création en 1993, la SGCH emploie quelques professionnels chevronnés du secteur de l'énergie. À la clôture de l'exercice 2019, la SGCH comptait huit professionnels permanents et à temps partiel (6,5 équivalents à temps plein ou ÉTP), et un sous-traitant à temps partiel. En 2020, la SGCH prévoit ajouter un employé (0,5 ÉTP) se rapportant au contrôleur, ce qui porte le nombre prévu d'employés à neuf à la clôture de l'exercice 2020 (7,0 ÉTP), et un sous-traitant à temps partiel.

## **8.0 Normes internationales d'information financière (IFRS)**

La SGCH prépare ses états financiers selon les Normes internationales d'information financière (International Financial Reporting Standards, ou « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2010.

Les tableaux I, II et III sont joints au présent plan d'entreprise.

**Société de gestion Canada Hibernia**  
**États de la situation financière pro forma**  
**31 décembre 2019 à 2024**  
**En millions de \$ CA**

**Tableau I**

	Chiffres réels 2018	Plan 2019	Chiffres réels 2019	Prévisions 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024
<b>Actifs</b>								
<b>Actifs courants</b>								
Trésorerie et placements à court terme	81,01	60,46	68,70	118,63	60,35	60,74	60,93	60,53
Débiteurs	16,03	32,82	56,21	11,43	5,61	5,61	5,61	5,61
Charges payées d'avance	0,29	0,25	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Stocks	3,80	4,25	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
<b>Total des actifs courants</b>	<b>101,13</b>	<b>97,78</b>	<b>125,79</b>	<b>130,94</b>	<b>66,84</b>	<b>67,23</b>	<b>67,42</b>	<b>67,02</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>								
Installations et puits du projet Hibernia, au coût	542,79	578,08	582,62	602,12	663,73	768,70	871,65	953,63
Actifs locatifs au titre de droits d'utilisation	–	0,83	20,66	17,07	13,05	9,03	5,01	0,99
Moins épuisement et amortissement cumulés	(358,31)	(402,80)	(402,30)	(455,03)	(498,57)	(548,71)	(597,35)	(645,72)
<b>Immobilisations corporelles nettes</b>	<b>184,48</b>	<b>176,11</b>	<b>200,98</b>	<b>164,16</b>	<b>178,21</b>	<b>229,02</b>	<b>279,31</b>	<b>308,90</b>
<b>Autres actifs</b>								
Actif d'impôt différé	17,73	23,21	–	–	–	–	–	–
Fonds entières	8,50	21,17	8,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50
Fonds pour abandon et risques	136,72	151,30	151,07	162,63	174,91	187,41	200,12	213,06
<b>Total des autres actifs</b>	<b>162,95</b>	<b>195,68</b>	<b>159,57</b>	<b>173,13</b>	<b>185,41</b>	<b>197,91</b>	<b>210,62</b>	<b>223,56</b>
	<b>448,56</b>	<b>469,57</b>	<b>486,34</b>	<b>468,23</b>	<b>430,46</b>	<b>494,16</b>	<b>557,35</b>	<b>599,48</b>
<b>Passifs et capitaux propres</b>								
<b>Passifs courants</b>								
Créditeurs et charges à payer	9,59	16,77	26,33	8,23	6,72	6,72	6,72	6,72
Impôts sur le résultat exigibles	(3,50)	3,43	(4,17)	(1,61)	(2,04)	(2,28)	(2,65)	(2,86)
<b>Total des passifs courants</b>	<b>6,09</b>	<b>20,20</b>	<b>22,16</b>	<b>6,62</b>	<b>4,68</b>	<b>4,44</b>	<b>4,07</b>	<b>3,86</b>
<b>Autres passifs</b>								
Obligations locatives	–	0,67	20,79	16,85	12,82	8,76	4,64	0,46
Passif d'impôt différé	–	–	–	–	–	–	–	–
Passif relatif au démantèlement	141,53	130,17	147,81	150,51	153,35	185,37	203,33	218,98
<b>Total des autres passifs</b>	<b>141,53</b>	<b>130,84</b>	<b>168,60</b>	<b>167,36</b>	<b>166,17</b>	<b>194,13</b>	<b>207,97</b>	<b>219,44</b>
<b>Capitaux propres</b>								
Résultats non distribués	300,94	318,53	295,58	294,25	259,61	295,59	345,31	376,18
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>300,94</b>	<b>318,53</b>	<b>295,58</b>	<b>294,25</b>	<b>259,61</b>	<b>295,59</b>	<b>345,31</b>	<b>376,18</b>
	<b>448,56</b>	<b>469,57</b>	<b>486,34</b>	<b>468,23</b>	<b>430,46</b>	<b>494,16</b>	<b>557,35</b>	<b>599,48</b>

**Société de gestion Canada Hibernia**  
**États des résultats et des résultats non distribués pro forma**  
**Exercices clos les 31 décembre 2019 à 2024**  
**En millions de \$ CA**

**Tableau II**

	Chiffres réels 2018	Plan 2019	Chiffres réels 2019	Prévisions 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024
<b>Produits</b>								
Ventes de pétrole brut	276,92	278,54	246,05	133,88	236,75	254,88	261,00	268,41
Redevances	(76,38)	(69,65)	(61,33)	(28,76)	(43,69)	(48,43)	(46,98)	(53,68)
Participation au bénéfice net	(21,00)	(19,50)	(17,15)	(6,02)	(13,22)	(12,74)	(13,05)	(16,10)
Produits nets tirés du pétrole brut	179,54	189,39	167,57	99,10	179,84	193,71	200,97	198,63
Produits d'intérêts	4,26	4,52	4,82	2,58	3,36	3,58	3,79	4,02
Revenus tirés de droits d'utilisation et de mise en œuvre, montant net	2,06	2,68	1,81	2,32	1,23	1,50	1,50	1,14
<b>Total des produits</b>	<b>185,86</b>	<b>196,59</b>	<b>174,20</b>	<b>104,00</b>	<b>184,43</b>	<b>198,79</b>	<b>206,26</b>	<b>203,79</b>
<b>Charges</b>								
Exploitation des champs	24,10	23,41	22,90	18,28	22,87	22,49	28,68	26,58
Transport et commercialisation	6,30	7,00	4,54	5,84	4,80	5,27	5,68	5,39
Administration	3,72	3,60	3,13	3,47	3,42	3,34	3,78	3,73
Épuisement et amortissement	43,84	44,86	49,79	56,32	47,56	54,16	52,66	52,39
Désactualisation	2,93	3,20	2,69	2,70	2,84	2,98	3,13	3,29
Charges d'intérêts	–	–	0,55	0,47	0,42	0,36	0,30	0,24
Autres	(3,63)	–	1,04	–	–	–	–	–
<b>Total des charges</b>	<b>77,26</b>	<b>82,07</b>	<b>84,64</b>	<b>87,08</b>	<b>81,91</b>	<b>88,60</b>	<b>94,23</b>	<b>91,62</b>
<b>Bénéfice net avant impôts</b>	<b>108,60</b>	<b>114,52</b>	<b>89,56</b>	<b>16,92</b>	<b>102,52</b>	<b>110,19</b>	<b>112,03</b>	<b>112,17</b>
<b>Impôt sur le résultat</b>								
Impôt sur le résultat différé	(1,63)	(3,70)	17,74	–	–	–	–	–
Impôt exigible	34,04	37,09	26,18	11,25	32,16	33,21	31,31	32,30
Total de l'impôt sur le résultat	32,41	33,39	43,92	11,25	32,16	33,21	31,31	32,30
<b>Bénéfice net</b>	<b>76,19</b>	<b>81,13</b>	<b>45,64</b>	<b>5,67</b>	<b>70,36</b>	<b>76,98</b>	<b>80,72</b>	<b>79,87</b>
<b>Résultats non distribués</b>								
À l'ouverture de l'exercice	332,75	300,40	300,94	295,58	294,25	259,61	295,59	345,31
Dividendes	(108,00)	(63,00)	(51,00)	(7,00)	(105,00)	(41,00)	(31,00)	(49,00)
<b>À la clôture de l'exercice</b>	<b>300,94</b>	<b>318,53</b>	<b>295,58</b>	<b>294,25</b>	<b>259,61</b>	<b>295,59</b>	<b>345,31</b>	<b>376,18</b>

**Société de gestion Canada Hibernia**  
**États des flux de trésorerie pro forma**  
**Exercices clos les 31 décembre 2019 à 2024**  
**En millions de \$ CA**

Tableau III

	Chiffres réels 2018	Plan 2019	Chiffres réels 2019	Prévisions 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024
<b>Activités d'exploitation</b>								
Bénéfice net de l'exercice	76,19	81,13	45,64	5,67	70,36	76,98	80,72	79,87
Épuisement et amortissement	43,84	44,86	49,79	56,32	47,56	54,16	52,66	52,39
Désactualisation	2,93	3,20	2,69	2,70	2,84	2,98	3,13	3,29
Produits d'intérêts	(4,26)	(4,52)	(4,42)	(2,58)	(3,36)	(3,58)	(3,79)	(4,02)
Charge d'impôt sur le résultat	32,41	33,39	43,92	11,25	32,16	33,21	31,31	32,30
Activités liées à l'abandon	(4,17)	(3,72)	(2,08)	(1,37)	(2,92)	–	–	(0,71)
Impôts sur le résultat payés	(35,69)	(34,96)	(26,86)	(8,69)	(32,59)	(33,45)	(31,68)	(32,51)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	3,61	(12,88)	(21,89)	26,68	4,31	–	–	–
<b>Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation</b>	<b>114,86</b>	<b>106,50</b>	<b>86,79</b>	<b>89,98</b>	<b>118,36</b>	<b>130,30</b>	<b>132,35</b>	<b>130,61</b>
<b>Activités d'investissement</b>								
Installations et puits du projet Hibernia	(20,75)	(44,64)	(34,30)	(18,13)	(58,69)	(75,93)	(88,12)	(68,91)
Intérêts reçus	4,26	4,52	4,82	2,58	3,36	3,58	3,79	4,02
Fonds entières	5,73	(12,67)	–	(2,00)	–	–	–	–
Fonds pour abandon et risques	(13,67)	(14,64)	(14,35)	(11,56)	(12,28)	(12,50)	(12,71)	(12,94)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(4,17)	3,80	–	–	–	–	–	–
<b>Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement</b>	<b>(28,60)</b>	<b>(63,63)</b>	<b>(43,83)</b>	<b>(29,11)</b>	<b>(67,61)</b>	<b>(84,85)</b>	<b>(97,04)</b>	<b>(77,83)</b>
<b>Activités de financement</b>								
Paiement de l'obligation locale	–	(0,16)	(4,27)	(3,94)	(4,03)	(4,06)	(4,12)	(4,18)
Dividendes versés à la CDEV	(108,00)	(63,00)	(51,00)	(7,00)	(105,00)	(41,00)	(31,00)	(49,00)
<b>Sorties de trésorerie liées aux activités de financement</b>	<b>(108,00)</b>	<b>(63,16)</b>	<b>(55,27)</b>	<b>(10,94)</b>	<b>(109,03)</b>	<b>(45,06)</b>	<b>(35,12)</b>	<b>(53,18)</b>
<b>Variation de la trésorerie</b>	<b>(21,74)</b>	<b>(20,29)</b>	<b>(12,31)</b>	<b>49,93</b>	<b>(58,28)</b>	<b>0,39</b>	<b>0,19</b>	<b>(0,40)</b>
<b>Trésorerie à l'ouverture de l'exercice</b>	<b>102,75</b>	<b>80,75</b>	<b>81,01</b>	<b>68,71</b>	<b>118,64</b>	<b>60,36</b>	<b>60,75</b>	<b>60,94</b>
<b>Trésorerie à la clôture de l'exercice</b>	<b>81,01</b>	<b>60,46</b>	<b>68,71</b>	<b>118,64</b>	<b>60,36</b>	<b>60,75</b>	<b>60,94</b>	<b>60,53</b>