



Régie de l'énergie  
du Canada

Canada Energy  
Regulator

# **Examen quinquennal des coûts estimatifs de la cessation d'exploitation et des mécanismes de prélèvement et de mise de côté de fonds de 2021**

**Rapport de la Commission de la Régie de l'énergie du Canada**

Commissaire président — S. Luciuk  
Commissaire — M. Watton  
Commissaire — M. Chartier

**Juin 2023**

## Table des matières

1.	En bref .....	4
2.	Contexte.....	6
2.1	Définition du terme CECE .....	7
2.2	Précisions sur ce que les CECE ne sont pas .....	7
2.3	Définition de MMF .....	7
2.4	Définition de MPF .....	8
2.5	Chronologie des CECE et des MPF-MMF .....	8
2.6	Examen .....	9
2.7	Futurs examens quinquennaux.....	13
2.8	Autres processus liés à la cessation d'exploitation et au financement des activités connexes.....	13
3.	Processus d'examen .....	15
3.1	Participants.....	16
3.2	Aide financière aux participants .....	16
3.3	Caractère suffisant du processus d'examen.....	17
4.	Décisions de la Commission concernant les CECE et motifs à l'appui .....	20
4.1	Aperçu des CECE et de la mobilisation afférente.....	20
4.2	Catégorisation des utilisations des terres et des franchissements.....	23
4.3	Hypothèses relatives aux méthodes de cessation d'exploitation .....	28
4.4	Catégories de coûts et coûts unitaires connexes .....	34
4.5	Autres questions liées au calcul des CECE.....	64
5.	Décisions de la Commission concernant les MPF-MMF et motifs à l'appui .....	69
5.1	Date de cessation d'exploitation définitive .....	70
5.2	Taux de rendement .....	73
5.3	Plan de financement, période de prélèvement et montant de la contribution annuelle.....	75
5.4	Accès aux fonds de la fiducie.....	83
5.5	Communication, mobilisation et avis sur les MPF-MMF.....	88

Tableau 1 – Participants à l'examen (autres que les sociétés ayant un réseau pipelinier réglementé par la Régie) .....	16
Tableau 2 – Bénéficiaires de l'aide financière .....	17
Tableau 3 – Catégories d'utilisation des terres et de franchissement.....	24
Tableau 4 – Hypothèses relatives aux méthodes de cessation d'exploitation.....	28
Tableau 5 – Catégories de diamètre de pipeline.....	36
Tableau 6 – Accès aux terrains et purge et nettoyage du pipeline (description et méthode).....	37
Tableau 7 – Accès aux terrains et purge et nettoyage du pipeline (coûts unitaires) .....	37
Tableau 8 – Abandon sur place (description et méthode).....	39

Tableau 9 – Abandon sur place (coûts unitaires).....	39
Tableau 10 – Enlèvement du pipeline (description et méthode).....	41
Tableau 11 – Enlèvement du pipeline (coûts unitaires).....	41
Tableau 12 – Assainissement et Remise en état et restauration (description et méthode).....	43
Tableau 13 – Assainissement et Remise en état et restauration (coûts unitaires).....	43
Tableau 14 – Traitement particulier (description et méthode).....	47
Tableau 15 – Traitement particulier (coûts unitaires).....	48
Tableau 16 – Provisions pour pipelines abandonnés sur place (description et méthode).....	50
Tableau 17 – Provisions pour pipelines abandonnés sur place (description et méthode).....	51
Tableau 18 – Installations hors terre (description et méthode).....	56
Tableau 19 – Installations hors terre (coûts unitaires).....	57
Tableau 20 – Ingénierie et gestion de projet (description et méthode).....	59
Tableau 21 – Ingénierie et gestion de projet (coûts unitaires).....	60
Tableau 22 – Imprévus (description et méthode).....	61
Tableau 23 – Imprévus (coûts unitaires).....	61
Tableau 24 – CECE minimaux.....	64
Tableau 25 – Prévisions relatives à l'inflation pour la pérennisation des lettres de crédit et des cautionnements visant les CECE.....	67
 Figure 1 – Baisse sur 30 ans du rendement des obligations à long terme, déduction faite de l'inflation.....	 74
 Annexe I CECE de toutes les sociétés ayant un réseau pipelinier réglementé par la Régie	
Annexe II Méthode de calcul des CECE de 2021 et scénario de référence de 2021	
Annexe III Modèles	
Annexe IV Formulaire et tableaux de déclaration	
Annexe V Exceptions à l'utilisation exclusive de la méthode de calcul des CECE de 2021	

## 1. En bref

Conformément au cycle quinquennal établi<sup>1</sup>, la Commission de la Régie de l'énergie du Canada a entrepris en décembre 2021 ([C16773](#)) un examen simultané des coûts estimatifs de la cessation d'exploitation (« **CECE** ») ainsi que des mécanismes de prélèvement de fonds (« **MPF** ») et de mise de côté de fonds (« **MMF** ») de toutes les sociétés pipelières ayant un réseau pipelinier assujéti à la réglementation de la Régie (« **examen** »).

La Commission publie le présent rapport à la conclusion de la **partie 1** de l'examen, afin d'actualiser le scénario de référence pour le calcul des CECE de 2021 (« **scénario de référence de 2021** ») et de fournir des précisions sur la méthode fondée sur un système d'information géographique (« **SIG** ») dont elle s'est servi pour calculer les CECE selon le scénario de référence de 2021 de chaque société. Le rapport actualise en outre les exigences relatives aux MPF et aux MMF (collectivement, « **MPF-MMF** ») qui sont applicables aux sociétés.

Depuis une dizaine d'années, les sociétés sont tenues, par la Régie, et l'Office national de l'énergie avant elle, de calculer leurs CECE et de mettre de côté des fonds en vue des activités de cessation d'exploitation. Par le passé, l'Office recommandait aux sociétés d'utiliser le scénario de référence (hypothèses et coûts unitaires) fourni pour servir de base au calcul des CECE, mais la majorité des sociétés ne l'utilisaient pas. Elles avaient plutôt recours à leurs propres méthodes et données, ce qui causait des disparités entre elles. La Régie a constaté la nécessité d'établir une méthode unique et commune à toutes les sociétés pour le calcul des CECE selon le scénario de référence de 2021 (« **méthode de calcul des CECE de 2021** ») afin :

- d'assurer la transparence,
- de favoriser l'application uniforme des hypothèses et des coûts unitaires,
- de faciliter la mise à jour lorsque de nouveaux renseignements sont disponibles.

La **section 4** expose les décisions de la Commission et les raisons pour lesquelles la méthode de calcul des CECE de 2021 a été établie; elle précise notamment les hypothèses de base, les catégories de coûts et les coûts unitaires. L'**annexe I**<sup>2</sup> renferme une liste de toutes les sociétés ayant un réseau pipelinier réglementé par la Régie et un lien vers leurs CECE selon le scénario de référence de 2021 respectifs. Le total de tous les CECE selon de scénario de référence de 2021 dépasse 17 milliards de dollars<sup>3</sup>. Il s'agit d'une augmentation par rapport aux CECE existants et approuvés, qui totalisent plus de 10 milliards de dollars (établis en dollars de 2016 et de 2018), mais qui, s'ils étaient exprimés en dollars de 2023, se chiffrent à plus de 12 milliards de dollars. La variation des CECE selon le scénario de référence de 2021 est attribuable au peaufinage continu des CECE afin que les futurs coûts liés à la cessation d'exploitation d'installations réglementées par la Régie soient assumés par les sociétés propriétaires de ces réseaux, et non par les peuples autochtones, les propriétaires fonciers ou les futurs contribuables canadiens.

Le peaufinage des CECE se poursuivra au fil des examens quinquennaux. Au cours de la **partie 2** de l'examen, les sociétés, les peuples autochtones touchés, les propriétaires fonciers et

---

<sup>1</sup> La **section 2.5** fait l'historique des CECE, des MPF et des MMF.

<sup>2</sup> L'**annexe I** sera mise à jour en ligne tout au long du processus d'examen afin de faire état à la fois des CECE selon le scénario de référence de 2021 calculés pendant la partie 1 de l'examen et des CECE définitifs approuvés par la Commission au cours de la partie 2 de l'examen.

<sup>3</sup> Le 14 août 2023 (après la parution du rapport de la Commission), la Commission a publié la directive procédurale n° 4 ([C25858](#)) en vue de corriger les CECE selon le scénario de référence de 2021 de certaines sociétés. Les corrections qui en découlent se reflètent dans le nouveau total de tous les CECE selon le scénario de référence de 2021, ainsi que dans l'**annexe I**.

les autres parties auront l'occasion de demander une dérogation à certaines hypothèses du scénario de référence de 2021 ou à des coûts unitaires liés à un pipeline donné en raison de circonstances particulières.

Il s'agissait du premier examen des MPF-MMF depuis leur création en 2014 dans le cadre de la décision MH-001-2013 ([A60676](#)) de l'Office. Depuis, la Commission a relevé plusieurs éléments des MPF-MMF devant être mis à jour pour faire en sorte que les sociétés disposent de fonds suffisants au moment de la cessation d'exploitation de leurs installations pipelinières.

La **section 5** expose les décisions de la Commission, et les motifs à l'appui, au sujet des éléments des MPF-MMF, dont des renseignements sur le plan de financement des activités de cessation d'exploitation (« **plan de financement** »), le calcul du montant de la contribution annuelle, la date de cessation d'exploitation définitive et les périodes de prélèvement. Tous les termes sont décrits et définis aux présentes. Au cours de la **partie 2** de l'examen, les sociétés qui utilisent comme MMF une fiducie qui n'est pas entièrement capitalisée devront déposer un plan de financement et d'autres renseignements, conformément aux directives fournies aux présentes.

Le présent rapport se veut un document-cadre à l'intention des sociétés, peuples autochtones, propriétaires fonciers et autres parties intéressées pour établir une compréhension commune des CECE et des MPF-MMF et pour clarifier les attentes de la Commission en la matière. Il présente une méthode transparente et robuste, pouvant servir de base au peaufinage des éléments des CECE et des MPF-MMF à l'occasion des futurs examens quinquennaux.

De par sa nature, le processus d'établissement des exigences relatives aux CECE et aux MPF-MMF exige du jugement et du discernement. Les décisions de la Commission visent à équilibrer les avantages et les coûts d'une réduction progressive des risques. Par exemple, il y a des coûts et des avantages, que les CECE soient excédentaires ou insuffisants et que le prélèvement des fonds pour capitaliser une fiducie se fasse trop rapidement ou trop lentement. La Commission tient à souligner qu'au fil du temps, d'autres activités de cessation d'exploitation auront lieu, sous la surveillance de la Régie et en collaboration avec les peuples autochtones, les propriétaires fonciers et les parties intéressées, ce qui contribuera aux futurs examens quinquennaux.



**S. Luciuk**  
*Commissaire président*



**M. Watton**  
*Commissaire*



**M. Chartier**  
*Commissaire*

## 2. Contexte

<b>Termes et sigles utilisés aux présentes</b>	
activités de mise hors service échelonnée	Activités importantes de cessation d'exploitation ou de désaffectation devant être menées avant la date de cessation d'exploitation définitive
CECE	Coûts estimatifs de la cessation d'exploitation
coûts estimatifs inférés des CECE	Coûts estimatifs inférés des coûts estimatifs de la cessation d'exploitation
date de cessation d'exploitation définitive	Date prévue de cessation d'exploitation du réseau tout entier
Déclaration des Nations Unies	Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones
examen	Processus établi par la Commission en 2021 pour examiner simultanément les CECE et les MPF-MMF de toutes les sociétés ayant un réseau pipelinier réglementé par la Régie
examen des CECE de 2016	Premier examen quinquennal des CECE réalisé par l'Office en 2016
Loi sur la Déclaration des Nations Unies	<i>Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones</i>
LRCE	<i>Loi sur la Régie canadienne de l'énergie</i>
méthode de calcul des CECE de 2021	Méthode commune établie par la Commission à la conclusion de la partie 1 de l'examen pour calculer les CECE de toutes les sociétés
MMF	Mécanisme de mise de côté de fonds (pour le financement des activités de cessation d'exploitation)
MPF	Mécanisme de prélèvement de fonds (pour le financement des activités de cessation d'exploitation)
Office	Office national de l'énergie
période de prélèvement	Dans le cas des sociétés ayant recours à une fiducie pour financer les futures activités de cessation d'exploitation, nombre d'années présumé pour la capitalisation intégrale de la fiducie
provision pour imprévus	Provision pour faire face aux imprévus associés à un pipeline abandonné
provision pour la surveillance	Provisions pour la surveillance d'un pipeline abandonné
rapport	Rapport produit par la Commission à la conclusion de la partie 1 de l'examen
Régie	Régie de l'énergie du Canada
RNCan	Ressources naturelles Canada
scénario de référence	Ensemble des hypothèses relatives à la méthode de cessation d'exploitation et des coûts unitaires utilisés pour calculer les CECE
scénario de référence de 2010	Scénario de référence établi par l'Office à la suite de la décision RH-2-2008 et devant servir de base au calcul des CECE par les sociétés

Termes et sigles utilisés aux présentes	
scénario de référence de 2021	Scénario de référence utilisé par la Commission à l'issue de la partie 1 de l'examen pour calculer les CECE de toutes les sociétés
SIG	Système d'information géographique

## 2.1 Définition du terme CECE

Les CECE sont une estimation des coûts qu'une société devra engager pour cesser d'exploiter son réseau pipelinier, notamment les coûts liés à la surveillance des conduites qui ont été abandonnées sur place (au lieu d'être retirées du sol) et aux imprévus. La Régie se sert des CECE pour déterminer le montant que la société doit mettre de côté afin de disposer de fonds suffisants au moment de la cessation d'exploitation de son réseau. Chaque type de coût prévu (ou « élément ») est estimé à l'aide d'hypothèses et le total des coûts correspond aux CECE. Le calcul tient compte des pipelines en exploitation, désaffectés ou abandonnés sur place (dont l'exploitation a cessé mais qui n'ont pas enlevés). Le présent rapport décrit les éléments inclus dans le calcul des CECE, soit les coûts liés aux activités de cessation d'exploitation, les provisions pour pipelines abandonnés, les frais de gestion de projet et les frais accessoires.

## 2.2 Précisions sur ce que les CECE ne sont pas

Comme il s'agit d'une estimation portant sur des activités qui pourraient avoir lieu dans un avenir lointain, les CECE ne peuvent pas refléter avec une exactitude absolue les coûts de cessation d'exploitation qui seraient réellement engagés par la société. Les sociétés devraient saisir l'occasion de chaque examen quinquennal jusqu'à la cessation d'exploitation du pipeline pour peaufiner leurs CECE. Ainsi, les CECE seraient de plus en plus exacts à mesure que les activités de cessation d'exploitation approcheraient.

Les CECE ne dictent pas les méthodes ou les coûts de la cessation d'exploitation. Ils n'ont par ailleurs pas priorité sur les accords d'acquisition ou de croisement de terrain. Avant de cesser d'exploiter un pipeline, la société doit déposer une demande à cette fin devant la Régie. Comme l'indique la **section 2.8.3**, lorsqu'elle examine une demande de cessation d'exploitation, la Commission détermine d'abord s'il y a lieu d'autoriser la cessation d'exploitation et, le cas échéant, précise les activités nécessaires pour cesser d'exploiter le pipeline de façon appropriée ainsi que les conditions devant être imposées.

Les coûts *réels* ayant été engagés pour mener les activités de cessation d'exploitation relatives à un élément particulier peuvent être différents des coûts *estimatifs* liés à cet élément dans les CECE de la société. De même, le total des coûts réels de cessation d'exploitation d'un pipeline peut être supérieur ou inférieur au total des CECE. Il incombe à la société de s'acquitter de tous les coûts réellement engagés, même s'ils sont supérieurs aux CECE (total ou élément particulier). Les CECE ne limitent pas la responsabilité de la société de s'acquitter des coûts engagés pour cesser d'exploiter un pipeline comme il se doit.

## 2.3 Définition de MMF

Le MMF est la manière dont la société s'y prend pour mettre de côté les fonds correspondant au total de ses CECE, afin d'être en mesure de financer la cessation d'exploitation du pipeline le moment venu. À cette fin, la société peut utiliser une lettre de crédit, un cautionnement ou une fiducie. Le MMF permet d'éviter que les fonds ne soient utilisés à une autre fin que la cessation d'exploitation et les protège des créanciers de la société, le cas échéant. Seule la Régie peut prélever des fonds d'une lettre de crédit et réclamer le paiement d'un cautionnement, et le retrait de fonds d'une fiducie doit être approuvé par la Commission.

## 2.4 Définition de MPF

Le MPF désigne la façon dont la société prélèvera les fonds qui seront versés à son MMF. Dans le cas d'une lettre de crédit ou d'un cautionnement, la société s'autofinance et verse l'intégralité du montant requis, d'un seul coup; le financement d'une fiducie, par contre, se fait généralement au fil du temps. La société peut s'autofinancer, mais, le plus souvent, elle perçoit les fonds requis des expéditeurs, par l'entremise des droits. Dans les faits, seules les sociétés qui ont recours à une fiducie ont mis en place un MPF pour le MMF visant leur réseau.

En ce qui concerne les sociétés qui ont recours à une fiducie pour leur réseau pipelinier, la Régie a déterminé le nombre d'années requises pour financer entièrement les futurs coûts de cessation d'exploitation (« **période de prélèvement** ») et le montant que la société doit verser chaque année à la fiducie (« **montant de la contribution annuelle** »). L'établissement d'une période de prélèvement suppose habituellement des concessions. Si les fonds sont prélevés auprès des expéditeurs et que le prélèvement se fait trop lentement, il n'y aura pas suffisamment de fonds de côté au moment de la cessation d'exploitation. Par contre, si le prélèvement se fait trop rapidement, les expéditeurs actuels paieront une plus grande proportion des coûts de cessation d'exploitation que les futurs expéditeurs. Il s'agirait alors d'un traitement inéquitable des expéditeurs au fil du temps, appelé « **iniquité intergénérationnelle** » dans le contexte de la conception des droits.

## 2.5 Chronologie des CECE et des MPF-MMF

En 2009, le prédécesseur de la Régie, l'Office, a établi la méthode actuelle de financement de la cessation d'exploitation dans la décision RH-2-2008 ([A21835](#)), qui repose sur le principe de base que les propriétaires de terrains n'ont pas la responsabilité de s'acquitter des coûts de cessation d'exploitation. La décision rejette par ailleurs le concept d'élimination du risque, car il y a un point où le coût de toute mesure supplémentaire de réduction du risque est trop élevé pour l'avantage qui en serait tiré. Ce sont là les deux principes directeurs sur lesquels le rapport est fondé, le premier ayant été étendu aux peuples autochtones.

La décision RH-2-2008 a établi ce qui suit :

- un cadre que les sociétés peuvent utiliser pour préparer leurs CECE préliminaires;
- un plan d'action quinquennal qui exige que les sociétés déposent leurs CECE;
- un mécanisme proposé pour le prélèvement et la mise de côté des fonds de cessation d'exploitation.

La décision RH-2-2008 comprenait un ensemble d'hypothèses de référence pour aider les sociétés à établir leurs CECE. Les 4 mars et 21 décembre 2010, l'Office a peaufiné les hypothèses après avoir consulté davantage les sociétés et a publié les tableaux A-1 à A-4 relativement au scénario de référence (collectivement, le « **scénario de référence de 2010** »)<sup>4</sup>. L'Office avait alors ordonné aux sociétés de déposer leurs CECE préliminaires en se fondant sur le scénario de référence de 2010 ou de fournir des CECE particuliers à un pipeline de leur réseau, avec justification et pièces à l'appui de l'utilisation de toute hypothèse différente.

En 2014, l'Office a rendu sa décision relativement aux CECE et aux MPF-MMF à l'issue, respectivement, des instances MH-001-2012 et MH-001-2013 ([A50478](#), [A60676](#)), et toutes les sociétés pipelinières assujetties à sa réglementation ont disposé à partir de là de CECE et de MPF-MMF approuvés.

---

<sup>4</sup> L'**annexe II** de la décision MH-001-2012 de l'Office renferme des tableaux révisés.



Dans chacune des trois décisions, soit RH-2-2008, MH-001-2012 et MH-001-2013, l'Office a affirmé que les CECE et les MPF-MMF de toutes les sociétés devraient être examinés régulièrement, au moins tous les cinq ans. Ainsi, tout renseignement ou fait nouveau pourrait être pris en compte pour accroître l'exactitude des CECE et MPF-MMF avec le temps.

L'Office a entrepris le premier examen quinquennal des CECE en 2016 (« **examen des CECE de 2016** »), afin de déterminer la nécessité de modifier les CECE<sup>5</sup>. Lors de cet examen, il avait diffusé un document de discussion ([A85505](#)) dans lequel il signalait des problèmes d'uniformité et de transparence des CECE préliminaires et actualisés des sociétés. Pour le dépôt des CECE, il avait proposé un format standard pour remplacer les tableaux du scénario de référence de 2010.

Le document de discussion et le format standard proposé par l'Office ont été abordés lors d'une conférence technique en novembre 2017. Le cadre amélioré comportait ce qui suit :

- des catégories cohérentes pour l'utilisation des terres et le type de franchissement, accompagnées de descriptions;
- des unités de mesure uniformes;
- des hypothèses fixes selon la méthode de cessation d'exploitation;
- des tableaux distincts pour calculer les coûts liés aux activités de cessation d'exploitation des pipelines et des installations hors terre, à l'assainissement et la remise en état, au traitement spécial ainsi qu'à la surveillance et la résolution des imprévus dans le cas des pipelines ayant été abandonnés sur place.

Des sociétés et des participants avaient présenté à l'Office des commentaires sur le cadre amélioré proposé avant et pendant la conférence technique. Si certaines sociétés et un groupe de propriétaires fonciers étaient favorables au cadre proposé, quelques sociétés ne l'étaient pas. Celles-ci avaient notamment fait valoir qu'elles avaient déployé beaucoup d'efforts pour utiliser les tableaux du scénario de référence de 2010, qu'elles avaient adapté comme il se doit leurs CECE en fonction d'hypothèses qui leur étaient propres et que l'uniformité ne devrait pas être l'objectif fondamental d'un cadre visant les CECE.

En 2018, l'Office a publié son compte rendu final de la conférence technique sur l'examen des CECE de 2016 ([A92857](#)) et a rendu des décisions relativement aux CECE actualisés des sociétés du groupe 1 ([A91357](#)). En 2018 et 2019, l'Office et la Commission ont rendu des décisions sur les CECE des sociétés du groupe 2 ([A96835](#), [A98121](#), [C00113](#), [C03053](#), [C03136](#)). Dans ses décisions visant les sociétés du groupe 2, la Commission a précisé qu'elle s'attendait à ce qu'au cours de l'examen quinquennal suivant des CECE la catégorie de coûts « provisions pour pipelines abandonnés » soit précisée davantage et à ce que les sociétés soient tenues de rajuster ce coût, dans leurs futurs CECE, en fonction des résultats de l'examen.

À la fin de 2020, les plus récents CECE approuvés pour les sociétés du groupe 1 et du groupe 2 totalisaient plus de 10 milliards de dollars.

## 2.6 Examen

L'examen visé aux présentes correspond au deuxième examen quinquennal des CECE, et de la méthode employée pour les établir, et au premier examen des éléments des MPF-MMF. La Commission a déclenché la partie 1 de l'examen en décembre 2021 ([C16773](#)). La partie 2 débutera après la diffusion du présent rapport.

---

<sup>5</sup> L'Office n'avait pas entrepris d'examen des éléments relatifs aux MPF-MMF à ce moment, car les sociétés venaient de commencer, en 2015, à mettre des fonds de côté.

temporaire dans le but de favoriser un changement à la méthode de cessation d'exploitation serait minime et impossible à prévoir.

La Commission n'est pas d'accord avec la proposition des associations de propriétaires fonciers de majorer les CECE de 25 %, afin de couvrir, au moment de la cessation d'exploitation, les coûts liés à l'acquisition de droits fonciers supplémentaires et à la réparation des dommages possibles. Elle estime que le fonds de prévoyance décrit à la **section 4.4.10** servira probablement à tenir compte, dans le calcul des CECE, des coûts imprévus au moment de la cessation d'exploitation qui sont liés aux droits fonciers, aux dommages ou à l'indemnisation. Les sociétés sont responsables de tous les coûts de cessation d'exploitation, qu'ils puissent, ou non, être prévus et pris en compte dans le calcul des CECE. Enfin, la Régie dispose de mécanismes pour résoudre les questions soulevées au moment de la cessation d'exploitation relativement à des dommages imprévus ou à d'autres questions liées à l'indemnisation (le propriétaire des terrains peut par exemple déposer une demande d'indemnisation).

## 5. Décisions de la Commission concernant les MPF-MMF et motifs à l'appui

La Commission a examiné toutes les observations reçues, y compris les réponses aux demandes de renseignements, concernant le contenu et les questions du Document sur les MPF-MMF ([C19327-12](#))<sup>32</sup>. Les décisions et les motifs de la Commission sur les MPF-MMF sont exposés dans la présente section.

La plupart des décisions présentées s'appliquent uniquement aux pipelines pour lesquels des fonds destinés à la cessation d'exploitation sont mis de côté dans une fiducie qui n'est pas encore entièrement capitalisée. Pour ces pipelines, des fonds supplémentaires doivent être mis de côté chaque année pour que la fiducie soit entièrement capitalisée au moment où l'exploitation du réseau pipelinier doit cesser. Ainsi, lorsqu'une fiducie n'est pas encore entièrement capitalisée, des considérations particulières s'appliquent quant à la rapidité et à la durée de la mise de côté des fonds. Ces considérations sont inexistantes dans le cas de pipelines pour lesquels une lettre de crédit, un cautionnement ou une fiducie entièrement capitalisée est utilisé comme MMF.

Afin d'expliquer et de mettre en contexte ses décisions à la **section 5**, la Commission établit à la **section 5.3.3** que, dans le cas de pipelines pour lesquels des activités importantes de cessation d'exploitation ou de désaffectation sont prévues avant la date de la cessation d'exploitation définitive à l'échelle du réseau, la période de prélèvement devra être rajustée pour en tenir compte. La Commission désigne ces activités anticipées « **activités de mise hors service échelonnée** » et la date prévue de la cessation d'exploitation définitive à l'échelle du réseau la « **date de cessation d'exploitation définitive** ».

Selon cette nouvelle approche, la période de prélèvement relative à un pipeline dont la mise hors service est échelonnée prendra fin avant la date de cessation d'exploitation définitive du pipeline. C'est seulement en l'absence d'activités de mise hors service échelonnée que la fin de la période de prélèvement et la date de cessation d'exploitation définitive du pipeline concorderont. C'est ce qui explique que, dans les sections du présent rapport portant sur les MPF-MMF, la Commission se concentre tantôt sur la date de cessation d'exploitation définitive, tantôt sur la période de prélèvement. Par exemple, alors que l'Office avait établi une période de prélèvement maximale, la Commission définit maintenant une date limite de cessation d'exploitation définitive. Celle-ci permettra de déterminer la période de prélèvement maximale pour les pipelines qui ne font l'objet d'aucune activité de mise hors service échelonnée. Dans le cas des pipelines dont la mise hors service sera échelonnée, la nécessité de rajuster la période de prélèvement pour en tenir compte

---

<sup>32</sup> Le contexte et le fondement des observations sur des sujets touchant les MPF-MMF sont présentés dans le Document sur les MPF-MMF. Le contexte n'est pas exposé de nouveau dans le présent rapport.

fait en sorte que la période de prélèvement la plus longue possible se terminera avant la date limite de cessation d'exploitation définitive.

## **5.1 Date de cessation d'exploitation définitive**

### **5.1.1 Date limite de cessation d'exploitation définitive**

#### **Décision de la Commission**

La date limite de cessation d'exploitation définitive est le 31 décembre 2054, soit dans environ 32 ans. La période de prélèvement maximale précédente était de 40 ans.

#### **Motifs de la décision**

Préalablement au présent examen, la période de prélèvement maximale était de 40 ans. Plusieurs sociétés ont indiqué vouloir maintenir cette période. Pour appuyer leur position, elles ont plaidé pour que la période de prélèvement corresponde à la durée de vie utile d'un pipeline, laquelle est déterminée au moyen de facteurs comme la dynamique du marché, l'offre et la demande de pétrole et de gaz en Amérique du Nord, la concurrence, les progrès technologiques et les risques liés à la réglementation et aux politiques. Elles ont indiqué qu'en l'absence de ces facteurs et d'autres laissant entendre le contraire, la période de prélèvement de 40 ans reste appropriée. Certaines ont ajouté que le facteur fondamental dans l'établissement d'une période de prélèvement est la perspective globale de l'offre et de la demande d'énergie. Les sociétés ont aussi suggéré qu'une reconnaissance renouvelée à l'échelle mondiale de l'importance de la sécurité énergétique et que la croissance des investissements et des engagements en matière de captage, d'utilisation et de stockage du carbone pourraient accroître la dépendance à l'égard des sources d'énergie classiques. La Commission n'est pas convaincue qu'une date limite de cessation d'exploitation définitive de 40 ans soit appropriée pour le moment. Elle juge que dans les circonstances actuelles, il est impérieux d'imposer une période maximale plus courte. La Commission est d'avis qu'une période maximale de 40 ans entraînerait un risque élevé que le devancement radical de la date limite de cessation d'exploitation définitive soit nécessaire plus tard.

La Commission estime qu'il n'est pas prudent d'attendre une preuve incontestable (p. ex., des prévisions définitives) selon laquelle des activités de cessation d'exploitation d'envergure auront lieu à une date donnée pour devancer la date limite de cessation d'exploitation définitive parce que cette preuve peut n'être disponible que tout près de cette date. Elle est plutôt d'avis que l'incertitude des prévisions constitue un facteur déterminant à prendre en considération dès maintenant pour fixer la date limite de cessation d'exploitation définitive. Cela est conforme à la décision de l'Office de rejeter la période de prélèvement prolongée proposée dans les Motifs de décision MH-001-2013, où il a souligné la durée maximale sur laquelle une société peut faire porter des projections de demande de services de transport par un pipeline.

La Commission est d'accord avec les peuples autochtones que les objectifs de carboneutralité du gouvernement du Canada et les étapes pour y parvenir pourraient avoir une incidence sur la durée de vie utile des réseaux pipeliniers et estime prudent de veiller à la disponibilité des fonds pour en cesser l'exploitation plus tôt que dans 40 ans. Elle n'est toutefois pas d'accord avec leurs observations selon lesquelles la période de prélèvement maximale devrait être réduite à 25 ans, pour une date limite de cessation d'exploitation définitive en 2047, ou que la période de prélèvement de base devrait être encore plus courte et la date de cessation d'exploitation définitive encore plus rapprochée. Même si, selon les indicateurs, on peut supposer que la transition énergétique fera en sorte que les cessations d'exploitation surviennent plus tôt que dans 40 ans, beaucoup d'incertitude demeure quant aux effets ultimes sur la demande de services de transport par pipeline. La Commission est également d'accord avec les observations selon lesquelles la transition

énergétique pourrait offrir des possibilités aux pipelines existants (pour le transport d'autres produits, par exemple), bien qu'elle juge que ces possibilités sont incertaines et qu'elles sont liées à l'incertitude générale à long terme entourant l'énergie<sup>33</sup>.

Dans l'ensemble, la Commission conclut qu'une date limite de cessation d'exploitation définitive survenant dans environ 32 ans, ou plus précisément le 31 décembre 2054, assure un juste équilibre entre les avantages associés à la sécurité du prélèvement de fonds et de leur mise de côté dans une fiducie et l'iniquité intergénérationnelle qui pourrait découler du prélèvement de fonds sur une période trop courte. Bien que ce délai corresponde généralement à la période maximale de 40 ans établie au moment où l'Office a rendu la décision MH-001-2013 en 2014 (suivant laquelle le prélèvement de fonds et leur mise de côté en fiducie devaient commencer au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2015), la Commission s'attend à ce que la période maximale doive encore être modifiée, à mesure qu'on en saura davantage sur la transition énergétique, qu'il s'agisse de faire concorder la date de fin de celle-ci à une date antérieure à 2050, à une date ultérieure à celle établie ou à une date intermédiaire entre celles-ci.

Par souci de clarté, la Commission confirme que, pour les pipelines dont la mise hors service sera échelonnée, la période de prélèvement maximale sera dans les faits inférieure à 32 ans. En d'autres termes, même si les calculs tiennent compte de la date limite de cessation d'exploitation définitive, la période de prélèvement devra être écourtée de manière à prendre fin avant cette date, afin de tenir compte des activités de mise hors service échelonnée. La **section 5.3.3** traite de ce point plus en détail.

## 5.1.2 Justification de la date de cessation d'exploitation définitive d'un pipeline

### Décision de la Commission

Pour justifier la date de cessation d'exploitation définitive envisagée pour un pipeline, la Commission a exigé, à la partie 2 du présent examen, que les sociétés lui fournissent des renseignements sur l'offre, les marchés et le transport et qu'elles expliquent comment elles ont tenu compte des éléments suivants :

- la transition énergétique,
- les lois, règlements et politiques en matière de changements climatiques,
- tout autre risque économique prévisible.

De plus, lorsque la durée de vie économique est utilisée pour établir les taux d'amortissement d'un réseau pipelinier, qu'on décrit souvent comme l'« **horizon de planification économique** », cet

---

<sup>33</sup> Le document World Energy Outlook 2022 de l'Agence internationale de l'énergie, publié le 27 octobre 2022 (<https://iea.blob.core.windows.net/assets/c282400e-00b0-4edf-9a8e-6f2ca6536ec8/WorldEnergyOutlook2022.pdf>), explique bien l'incertitude actuelle entourant la transition énergétique et l'ampleur des transformations qui pourraient en découler. Dans le scénario des politiques énoncées (fondé sur les politiques en place ou en cours d'élaboration), l'Agence internationale de l'énergie prévoit qu'en 2050, le Canada produira 2 % plus de pétrole et 6 % plus de gaz naturel qu'en 2021. En revanche, dans le scénario des engagements annoncés (qui suppose que les gouvernements respectent leurs engagements en matière de climat, y compris des cibles de zéro émission nette à long terme), les volumes de production pétrolière et gazière du Canada en 2050 sont respectivement de 43 % et de 54 % inférieurs aux niveaux de 2021. Enfin, bien que l'Agence internationale de l'énergie ne fournisse pas de résultats propres au Canada pour le scénario de zéro émission nette (qui propose une façon de limiter la hausse des températures moyennes mondiales à 1,5 °C), la demande mondiale de pétrole et de gaz naturel en 2050 est inférieure de plus de 50 % à celle du scénario des engagements annoncés. Il est à noter que le rapport sur l'avenir énergétique du Canada en 2023 de la Régie devrait inclure des projections énergétiques à long terme pour tous les scénarios qui, pour la première fois, partent de l'hypothèse que le Canada atteindra la carboneutralité d'ici 2050.