



# Qui paie pour les coûts non recouvrables des réseaux de distribution de gaz sous-utilisés?

par Kate Harland

## Résumé

Comme un nombre croissant de consommateurs délaissent le gaz pour le chauffage de leur résidence, pour leur chauffe-eau ainsi que pour la cuisson, il est de plus en plus probable que les gazoducs existants – des investissements généralement amortis sur une période de 40 à 50 ans – deviennent pratiquement inutiles avant d'avoir rentabilisé leur investissement. Selon les pratiques normalisées actuelles, les conduites installées aujourd'hui ne seront entièrement amorties qu'après 2065, bien au-delà de la cible du Canada pour l'atteinte de la carboneutralité.

Lorsqu'une infrastructure est fortement sous-utilisée, il n'est pas rentable de recouvrer les coûts fixes restants auprès d'un nombre de clients à la baisse; il en découle des coûts non recouvrables. Aux fins du présent rapport, les coûts non recouvrables désignent les montants encore dus pour des biens matériels qui figurent sur un bilan de société et n'ont pas encore été entièrement réglés avant d'atteindre ce point.

Actuellement, les services publics continuent de construire de nouvelles infrastructures gazières dont le coût s'ajoute à la facture. Cela soulève une question fondamentale : qui portera le fardeau financier des coûts non recouvrables si les actifs gaziers sont sous-utilisés? Les usagers, les actionnaires des entreprises de services publics, les gouvernements ou une combinaison des trois?

Le présent rapport porte sur les décisions réglementaires relatives aux coûts non recouvrables des services publics gaziers de l'Alberta, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique, les provinces canadiennes dont les réseaux gaziers connaissent la plus forte croissance (Harland et coll. 2024 ) et dont les discussions sur la prise en charge de ces coûts sont les plus avancées. Sont également examinés ici les risques liés à ces coûts ainsi que les façons de les atténuer.

Au Canada, la méthode d'affectation des risques liés aux coûts non recouvrables pour les actifs gaziers n'est pas encore établie. Le présent rapport traite des différentes interprétations dans les provinces ainsi que des incertitudes persistantes quant à la responsabilité financière des usagers et des actionnaires. Les

autorités de réglementation provinciales appliquent différents principes et normes pour répartir ces responsabilités financières. Selon les précédents (et bien que les autorités de réglementation puissent modifier leur approche), l'Ontario fait largement peser la responsabilité des imprévus sur les usagers (en tout ou en partie) tandis qu'en Alberta, elle retombe sur les actionnaires. En Colombie-Britannique, les discussions sur les coûts non recouvrables sont à peine amorcées et ouvertes à l'interprétation au cas par cas, alors que dans d'autres provinces, elles n'ont pas encore commencé.

Indépendamment de ces précédents et décisions, et en pratique, les gouvernements provinciaux peuvent ultimement assumer une partie des coûts des actifs délaissés. Ils peuvent se trouver dans l'obligation d'intervenir lorsqu'il faut protéger les usagers de la hausse des tarifs dans un réseau en déclin, ou lorsque l'absence de politiques claires et inscrites dans la loi donne aux actionnaires d'entreprises de services publics le droit de réclamer des milliards de dollars en compensation pour les coûts non recouvrables.

Les services publics d'énergie réglementés bénéficient d'incitatifs financiers pour la construction d'immobilisations comme des gazoducs. Ces incitatifs demeurent même si des consommateurs abandonnent le gaz naturel, ce qui laisse une mince clientèle pour assumer les coûts – en grande partie fixes – du réseau. L'incertitude quant à qui reprendra le paiement lorsque des usagers cessent de payer ne fait qu'empirer la situation. Quelle que soit la distribution attendue des risques et des coûts dans une région donnée, il faut absolument que les cadres réglementaires procurent une protection contre l'aléa moral, soit dans le cas des services publics qui augmentent leur passif ainsi que leur exposition au risque et qui, parallèlement, ne s'attendent pas à en assumer la totalité des coûts.

Les gouvernements provinciaux doivent fournir des lignes directrices et des règlements plus clairs afin de réduire les coûts non recouvrables à venir et de bien établir à qui en incombe la responsabilité pour ainsi assurer une meilleure gestion des risques. Le fait de préciser qui doit assumer les coûts – les contribuables, les usagers ou les actionnaires – contribue à atténuer l'aléa moral. Non seulement les mesures politiques provinciales réduisent les futurs risques financiers pour les gouvernements, mais elles incitent les autorités de réglementation à faire preuve de prudence dans la gestion et la supervision des risques, et les services publics et leurs actionnaires à s'investir plus activement dans la gestion des risques potentiels pour ainsi éviter les pertes dans l'avenir.





# Problématique

Au fil de la transition énergétique, l'utilisation des infrastructures gazières se transformera et risque de diminuer. Quelle instance décide qui doit payer pour les infrastructures sous-utilisées? Comment les cadres et incitatifs réglementaires actuels influencent-ils ces résultats? La présente section traite de ces questions pressantes ainsi que des défis à venir.

## Les actifs gaziers délaissés sont un passif financier et quelqu'un doit régler la note

La transition énergétique du Canada est bien entamée, propulsée non seulement par l'engagement du pays envers l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050, mais aussi par l'amélioration de l'efficacité et de l'abordabilité des technologies à faibles émissions. Les résidences, les entreprises et les collectivités canadiennes commencent à adopter les thermopompes électriques (Kanduth, 2023) ou à explorer les solutions de rechange aux combustibles fossiles, comme les réseaux d'énergie thermique (Gajudhur, 2024), même si la cadence peut varier selon les conditions locales.

Dans le cadre de cette transition, les autorités de réglementation des services publics d'énergie sont essentielles pour déterminer quels investissements dans les services gaziers peuvent rester couverts par les tarifs des consommateurs au fil de l'évolution de l'usage du réseau. Cette décision repose sur l'état des actifs, qui peuvent être « utilisés » (en service actif) ou « utiles » (qui contribuent à l'efficacité et à la fiabilité des services publics). Les actifs qui ne correspondent plus à ces critères risquent d'être délaissés. Si les tarifs requis pour recouvrir la totalité des coûts des actifs de services publics deviennent trop élevés – selon l'autorité de réglementation qui approuve lesdits tarifs –, il peut y avoir des coûts non recouvrables. Ceux-ci peuvent découler de la diminution de l'utilisation des infrastructures gazières causée par la réduction de la demande en gaz qu'entraînent la transition énergétique, l'évolution des technologies ou les nouvelles politiques.

La transition énergétique est un changement permanent à grande échelle qui s'accompagne de d'importants risques de coûts non recouvrables pour les services publics gaziers. L'adoption de technologies propres (p. ex. chauffage électrique) dans les immeubles et la chute de la demande en gaz qui en découle pourraient forcer la mise hors service hâtive des actifs de transport et distribution avant la fin de leur amortissement, ce qui pose un risque financier à long terme (Harland et coll., 2024; Carter, 2023; E3, 2024; Sorge, 2024; Gridworks, 2019; NERA Economic Consulting, 2021).

Selon notre récent rapport intitulé *Échange de chaleur* (Harland et coll., 2024), dans un parcours vers la carboneutralité, optimal sur le plan des coûts, la consommation totale de gaz des immeubles chuterait dans toutes les provinces. Les solutions de rechange au gaz naturel, comme l'hydrogène et le biométhane, pourraient donner une nouvelle vie à certaines infrastructures gazières existantes. Cependant, le rapport

souligne que, quelle que soit la trajectoire abordable choisie, ces solutions risquent de ne couvrir qu'une fraction de la demande énergétique, puisque l'adoption généralisée de l'hydrogène nécessiterait aussi des modifications coûteuses des réseaux ainsi que des appareils dans les maisons et les entreprises. La décarbonation des réseaux gaziers devrait donc faire diminuer le recours aux infrastructures gazières dans de nombreuses régions, et non provoquer leur reconversion à grande échelle. Comme la consommation de gaz diminue, il reste de moins en moins de consommateurs pour assumer les coûts fixes d'entretien du réseau. L'augmentation des tarifs pour ces clients entraîne un nombre croissant de défections, ce qui soulève des questions quant à la façon de recouvrer les coûts des infrastructures sous-utilisées.

Même si les effets de la transition énergétique sur les réseaux gaziers sont de plus en plus manifestes, les services publics gaziers continuent d'agrandir leurs réseaux, ce qui ajoute aux obligations éventuelles. Puisque les services publics gaziers tirent un profit de la construction d'infrastructures approuvées par les autorités de réglementation, plutôt que du carburant qu'ils vendent, il est tout à leur avantage de continuer d'accroître l'infrastructure ainsi que le bassin de clients, même si l'usage à long terme est incertain. Cela vaut tant que les services publics peuvent raisonnablement s'attendre à ce que les autorités de réglementation approuvent de telles infrastructures à même l'assiette tarifaire, et à ce qu'ils puissent recouvrer les coûts avec le taux de rendement habituel. Leurs obligations juridiques relatives aux services aux consommateurs et à la connexion au réseau gazier ne font qu'accroître le problème. Les autorités de réglementation disposent d'outils pour réduire les risques totaux liés aux coûts non recouvrables (Harland et coll., 2024), mais ne peuvent pas toujours les utiliser. Il leur est difficile de prévoir les répercussions à long terme de la transition énergétique dans leurs décisions, surtout si l'avenir est incertain en raison des politiques climatiques des gouvernements, qui ne sont pas toujours harmonisées aux objectifs climatiques ou dont les effets sur les réseaux énergétiques réglementés peuvent être ambigus. Les programmes gouvernementaux changeants et incohérents sur les mesures incitatives pour les consommateurs créent aussi de l'incertitude, ce qui ralentit la transition et complexifie l'échéancier et la nature des interventions réglementaires. De plus, les autorités de réglementation ont tendance à approuver les ajouts d'infrastructures gazières en cas de doute sur l'utilisation future, même s'ils ont une incidence sur les tarifs, car la fiabilité du service est également une de leurs priorités.

Les autorités de réglementation doivent tenir compte des besoins des usagers et des services publics; elles veillent à ce que les usagers bénéficient de tarifs justes et raisonnables pour des services sécuritaires et fiables, et à ce que les services publics maintiennent la santé financière requise pour offrir ces services. Plus



la transition énergétique progresse, plus il sera difficile d'assurer cet équilibre dans les réseaux gaziers en l'absence de politiques et de lignes directrices des gouvernements provinciaux.

En s'en tenant au statu quo, on augmente le risque de créer un passif financier considérable que quelqu'un devra payer, qu'il s'agisse des usagers, des actionnaires des entreprises de services publics, des gouvernements ou d'une combinaison des trois. Aux termes des pratiques actuelles (selon lesquelles les coûts des nouveaux gazoducs peuvent être remboursés sur 40 ans ou plus), les canalisations installées aujourd'hui ne seront entièrement amorties qu'après 2065, bien au-delà de la cible du Canada pour l'atteinte de la carboneutralité.

Le rapport *Échange de chaleur* explique comment les gouvernements peuvent réduire les passifs financiers découlant des réseaux gaziers sous-utilisés, tandis que le présent rapport explique qui pourrait porter le fardeau financier du reste des actifs gaziers délaissés : les usagers, les actionnaires ou les gouvernements. À la section 2, nous verrons que les réponses peuvent varier d'une région du pays à l'autre et examinerons les répercussions sur la responsabilité, l'aléa moral et les politiques gouvernementales. Tout au long du rapport, nous nous penchons sur d'autres questions qui peuvent émerger au cours de la transition énergétique.

## Le manque de clarté quant au responsable des coûts non recouvrables peut retarder l'action pour les atténuer

En l'absence de lignes directrices claires et proactives sur la responsabilité du fardeau financier que représentent les coûts non recouvrables, il peut être difficile de déterminer qui doit assumer ces risques, ce qui réduit l'intérêt de toute partie de les atténuer (Harland, 2024). Dans le cas des services publics et de leurs actionnaires, cette incertitude ajoute un risque d'aléa moral : ils peuvent continuer de cumuler les passifs et d'augmenter leur exposition au risque, puisqu'ils ne s'attendent pas à en assumer la totalité des coûts connexes.

En particulier, cette ambiguïté freine la proactivité des services publics. À moins que ces derniers déterminent qu'un risque considérable les guette, leur capacité à changer leurs comportements pour gérer de manière proactive les risques liés aux actifs délaissés est limitée. La majorité<sup>1</sup> des services publics gaziers du Canada appartiennent à des investisseurs et doivent offrir un rendement adéquat à leurs actionnaires. Les services gaziers publics et privés doivent aussi servir tous les clients qui demandent des services sur leur territoire, conformément à l'« obligation de servir » qui incombe aux monopoles réglementés d'une région donnée. En l'absence de tout autre facteur à prendre en compte, ils doivent continuer de raccorder les nouveaux clients<sup>2</sup> et d'investir dans le remplacement des infrastructures gazières.

La clarification des responsabilités relatives aux actifs délaissés réduirait l'incertitude dans le marché et encouragerait les services publics à prendre des décisions éclairées de manière proactive. Par exemple, PG&E, une société de services publics mixtes de la Californie, indique que la réduction des risques posés par les actifs gaziers délaissés stimule l'atteinte de ses cibles d'électrification qui visent d'abord les régions à risque élevé, comme celles qui comprennent de longs gazoducs mais peu de clients et qui nécessitent des remplacements. Ce programme offre du soutien aux ménages qui changent de source d'énergie et permet aux clients restants des services gaziers d'économiser (Velez, 2024; Gold-Parker et coll., 2023).

<sup>1</sup> SaskEnergy, à titre de société d'État de la province, fait exception à la règle.

<sup>2</sup> Les clients peuvent avoir à contribuer aux coûts de raccordement si les revenus issus des tarifs prévus pour le nouveau raccordement ne couvrent pas les coûts initiaux (habituellement, plus de 40 ans pour les services généraux [petits clients] et 20 pour les gros clients). Ces calculs se fondent généralement sur la demande moyenne actuelle (en ignorant les améliorations de l'efficacité énergétique et en présumant que le client reste connecté pendant toute la période).



Les débats publics commencent  
au Canada, mais peinent à  
s’amorcer dans certains États  
américains et pays européens

## Les autorités de réglementation et les services publics du Canada commencent à reconnaître le risque que posent les actifs délaissés pour la transition énergétique

Les débats publics commencent au Canada, mais peinent à s’amorcer dans certains États américains et pays européens (Alter et coll., 2024; Spees et O’Loughlin, 2021; Sorge et Rocha, 2024; Hiel, 2023). En décembre 2023, la Commission de l’énergie de l’Ontario (CEO), l’autorité de réglementation de cette province, s’est attaquée directement aux risques liés aux coûts non recouvrables (CEO, 2023). Le même mois, son équivalent de la côte ouest, la British Columbia Utilities Commission, a sondé l’opinion publique sur l’élargissement du réseau gazier dans la région de l’Okanagan (BCUC, 2023a). Cependant, les actions et les décisions se heurtent déjà aux politiques des gouvernements provinciaux, ce qui peut empêcher les autorités de réglementation d’utiliser leurs outils de manière efficace (Mondrow, 2024; voir aussi la section 2).

Parallèlement, les marchés financiers et les agences d’évaluation du crédit « reconnaissent en grande partie la potentielle réduction à long terme de la consommation de gaz naturel » (LEI, 2023). Cela pourrait se traduire par une augmentation de la dette et des coûts des capitaux propres des services publics gaziers. Par conséquent, ces derniers ont demandé aux autorités de réglementation d’accroître les taux de rendement et les capitaux propres (donc, de réduire le levier financier) afin de compenser l’augmentation potentielle de ces coûts (p. ex. CEO, 2023).

Malgré ces progrès, le débat n’est pas traité avec le degré d’urgence nécessaire. Les décisions d’aujourd’hui sur les infrastructures de services publics durables auront d’importantes répercussions des décennies durant. L’absence de mesures rapides et décisives fait augmenter les obligations financières, rend plus difficile l’atteinte des objectifs climatiques – ou les deux.

## Les autorités de réglementation décident à qui incombe le paiement entre les actionnaires de services publics et les usagers, dans les limites définies par les tribunaux et les lois provinciales

Les services publics sont hautement réglementés et ce sont les autorités de réglementation provinciales qui décident qui doit payer les investissements. Conformément au « pacte réglementaire »<sup>3</sup>, elles cherchent à établir un équilibre entre les intérêts des consommateurs, pour qu’ils ne paient pas plus que le nécessaire, et les besoins des services publics, qui veulent recevoir un rendement sur le capital investi juste en

<sup>3</sup> Le pacte réglementaire stipule que les services publics doivent fournir des services sécuritaires, fiables et adéquats à des tarifs raisonnables pour tous les consommateurs du territoire servi. En retour, ils ont droit à une possibilité raisonnable de recouvrer les coûts et dépenses prudemment engagés, et d’obtenir un rendement juste au nom de leurs investisseurs. Ce « pacte » a été initialement formulé il y a près de 100 ans, dans la décision de 1929 de la Cour suprême du Canada *Northwestern Utilities Ltd. et autre c. Edmonton* [1929] R.C.S. 186, et a été réaffirmé dans d’autres décisions depuis, dont celle rendue par la Cour suprême du Canada en 2015, *Ontario (Commission de l’énergie) c. Ontario Power Generation Inc.*, 2015 CSC 44 (paragraphe 15).

échange de la prestation de services fiables. Les autorités de réglementation doivent gérer les compromis pour maintenir cet équilibre.

Plusieurs tribunaux ont confirmé que les autorités de réglementation peuvent décider des méthodes de vérification à appliquer pour répartir les coûts entre les usagers et les actionnaires, tant qu'elles se conforment aux lois qui les régissent, comme en Ontario, en Alberta et en Colombie-Britannique.<sup>4</sup> Les autorités de réglementation sont des experts dans leur domaine, et disposent de processus pour recueillir et valider l'information afin de favoriser des discussions et des décisions éclairées.

*« L'établissement des tarifs est clairement à la discrétion de la Commission, y compris la détermination des dépenses qui peuvent être considérées comme des coûts recouvrables ainsi que la gestion de la dépréciation et des actifs délaissés ou détruits de manière imprévisible. »*

~Cour d'appel de l'Alberta (Cour d'appel de l'Alberta, 2023)

Les autorités de réglementation doivent remplir leur mandat et respecter leurs limites juridiques. Dans le cas contraire, les décisions peuvent être portées en appel et contestées devant les tribunaux.<sup>5</sup> Les services publics peuvent porter une décision en appel si, par exemple, une autorité de réglementation :

- ▶ assume le rôle de responsable des politiques et dépasse ainsi les limites de ses pouvoirs délégués;
- ▶ ignore les précédents de common law, comme la « norme de rendement équitable » de longue date, de sorte que les services publics ne peuvent plus recevoir de rendement équitable sur la valeur totale de leurs actifs (appelée la « valeur foncière »).<sup>6</sup>

Les autorités de réglementation (et les demandeurs) préfèrent la certitude : elles ne veulent pas être frappées d'appels devant les tribunaux en raison des ressources requises et de l'imprévisibilité des procédures et des résultats. De plus, cela alimente le biais du statu quo, même dans des conjonctures changeantes.

Si les décisions des tribunaux peuvent établir des précédents ayant une incidence sur le mandat des autorités de réglementation, ce sont les gouvernements qui déterminent ce mandat et qui peuvent y ajouter de nouvelles considérations, comme les changements climatiques et l'abordabilité. Ils peuvent aussi intervenir d'autres façons, par exemple en fournissant des preuves aux autorités de réglementation et en prenant part aux processus de ces dernières.

<sup>4</sup> Voir la *Public Utilities Act, RSA 2000* de l'Alberta, la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Utilities Commission Act, RSBC 1996* de la Colombie-Britannique, etc. Ces lois investissent les autorités de réglementation de l'énergie d'une discrétion et de pouvoirs étendus en ce qui a trait à la réglementation de l'énergie.

<sup>5</sup> Tel qu'indiqué dans les règlements qui leur confèrent leurs pouvoirs.

<sup>6</sup> Les actifs sont pris en considération dans leur ensemble; certains actifs peuvent être mis hors service hâtivement, tandis que d'autres peuvent rester en service plus longtemps que prévu.

# 2

## Selon les règles actuelles, qui paie la facture?

Est-ce que les décisions réglementaires antérieures peuvent nous aider à déterminer si ce sont les usagers ou les actionnaires qui doivent assumer les coûts non recouvrables? Les autorités de réglementation du Canada se sont penchées sur des questions similaires dans divers contextes, qui vont des perturbations du marché aux pertes découlant de catastrophes naturelles. Mais la transition énergétique complique les choses. La présente section traite des précédents, de l'application de ces cadres ainsi que des incertitudes persistantes quant à ceux qui doivent payer la facture.

### Les décisions antérieures suggèrent que les autorités de réglementation provinciales peuvent arriver à des conclusions différentes quant aux responsables du paiement des coûts non recouvrables

Des coûts non recouvrables peuvent survenir lorsque des investissements jugés prudents au départ sont plus tard touchés par des circonstances initialement imprévues. Lorsque des actions prudentes entraînent des résultats peu rentables, il faut se demander qui assumera les coûts (Hempling, 2015). Les différents systèmes de réglementation se distinguent par :

- ▶ leur définition des actifs « utilisés » et « utiles » ainsi que leurs principes d'investissement prudent, surtout lorsque ces deux éléments sont en conflit;
- ▶ leur façon de gérer les suites des investissements ou les circonstances imprévisibles.<sup>7</sup>

Même dans une province donnée, il est difficile de prévoir les résultats des procédures réglementaires. Le plus souvent, les autorités de réglementation prennent des décisions au cas par cas, en fonction des situations et circonstances particulières. Elles tiennent compte des décisions réglementaires antérieures, mais ne sont pas tenues d'y adhérer, contrairement aux tribunaux.

Au Canada, la méthode pour répartir les risques liés aux coûts non recouvrables pour les actifs gaziers n'est pas encore établie. Toutefois, les précédents qui existent peuvent guider l'application des politiques et lois sur les risques liés aux coûts non recouvrables. La présente section porte sur l'Alberta, l'Ontario et la Colombie-Britannique; dans bon nombre d'autres provinces, cette discussion en est encore à un stade embryonnaire.

<sup>7</sup> Durant la transition énergétique, nous pourrions constater des changements aux politiques énergétiques et de considérables améliorations du coût et du rendement des technologies de rechange, et avoir une meilleure compréhension des répercussions sur les réseaux gaziers. Certains de ces changements peuvent être jugés imprévus selon les renseignements disponibles au moment de l'investissement.

## ONTARIO

*L'autorité de réglementation de l'Ontario met l'accent sur la prudence, en se fondant sur l'information dont les services publics disposaient au moment de la décision. Par conséquent, dans les décisions présentées ci-dessous, les coûts imprévus incombent généralement aux usagers.*

Règle générale, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) « vérifie la prudence » pour déterminer si les services publics peuvent recouvrer les coûts auprès des consommateurs. Lorsque les services publics peuvent prouver que l'investissement était initialement prudent selon l'information disponible à ce moment, ils peuvent intégrer les coûts des actifs mis hors service hâtivement aux tarifs des consommateurs (CEO, 2016). L'Ontario approuve aussi les demandes de financement ponctuelles des services publics en cas d'événement imprévu comme des conditions climatiques extrêmes. Ces demandes au titre du « facteur Z » permettent aux services publics de recouvrer les coûts imprévus importants auprès des usagers.

En Ontario, une fois que les investissements ont fait l'objet d'une approbation réglementaire, ils présentent de faibles risques pour les actionnaires. Les décisions initialement jugées prudentes sont rarement réexaminées par la CEO. Cependant, selon l'autorité de réglementation, les services publics sont encore tenus de surveiller et de gérer continuellement les risques avec prudence (CEO, 2023).

Peut-être en raison de cette structure, à ce jour, la CEO est l'organisme ayant posé le plus de questions directes sur la prudence des nouveaux investissements dans les gazoducs, et réévalue qui doit payer pour les nouveaux raccordements afin d'éviter les coûts non recouvrables dans l'avenir.

*« L'un des éléments essentiels des investissements prudents est l'identification, la gestion et l'atténuation des risques, y compris ceux découlant de la transition énergétique. Enbridge Gas s'appuie sur ces risques pour justifier l'accroissement de sa proportion présumée du capital-actions qui, si elle est approuvée, ferait augmenter son rendement du capital investi. Enbridge Gas est d'avis qu'il n'existe aucun risque relatif aux actifs délaissés dont il faut tenir compte pour l'établissement des tarifs de 2024. C'est illogique... Il faut évaluer le risque relatif aux actifs délaissés sur une période de 40 ans, et pas sur la période d'application des tarifs de 5 ans qui, selon Enbridge Gas, devrait être examinée par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Sur une période de 40 ans, la proposition d'Enbridge Gas ne déroge pas des pratiques habituelles et n'est donc pas viable. »*

*~Commission de l'énergie de l'Ontario, décembre 2023*

Les termes « prudent » ou « prudemment » figurent dans les lois en vigueur de l'Ontario et de l'Alberta. Lorsque la Cour suprême du Canada a évalué l'usage de ces termes, elle a déterminé qu'ils désignent la prudence dans son sens le plus courant et large, plutôt qu'une interprétation nécessitant une vérification spécifique selon une méthode rigide (Yahya, 2015).

La transition énergétique remet en question le concept de prudence, surtout avec l'envergure et la cadence des changements. On se demande maintenant quand et comment les services publics doivent gérer activement ces risques qui deviennent raisonnablement prévisibles.

## ALBERTA

**La priorité de l'autorité de réglementation de l'Alberta est que les actifs soient utilisés et utiles pour les usagers. Dans les discussions présentées ci-dessous, les coûts imprévus incombent aux actionnaires.**

Dans les récentes procédures concernant les actifs immobilisés en Alberta, l'Alberta Utilities Commission (AUC) s'est appuyée sur le critère « utilisé et utile » pour déterminer qui doit payer les coûts des actifs délaissés.<sup>8</sup> Lorsque les actifs ne sont plus utilisables ou utiles avant la fin de leur durée de vie naturelle, même si cela était imprévisible au moment de l'investissement, les coûts incombent aux actionnaires et non pas aux usagers (Cusano et coll., 2018).

Voici des cas où les actionnaires n'ont pas été indemnisés pour les actifs ayant, de façon imprévisible, cessé d'être « utilisés et utiles » :

- ▶ Changement de la technologie de facturation rendant les compteurs en service obsolètes avant la fin de leur vie utile;<sup>9</sup>
- ▶ Circonstances où des catastrophes naturelles comme des feux de forêt ont causé des dommages d'une ampleur qui n'a pas été prise en compte par les services publics dans leurs processus de planification normaux.<sup>10</sup>

Dans l'ensemble, les actionnaires qui paient pour les risques imprévus semblent rares en Amérique du Nord (Cusano et coll., 2018)<sup>11</sup>, où de nombreux territoires assignent ces coûts aux usagers.

L'approche de l'Alberta pour l'assignation du risque aux consommateurs ou aux actionnaires se fonde sur un historique juridique précis. Une entreprise de services publics a réussi à réclamer la totalité des profits découlant de l'augmentation de la valeur d'une propriété qui n'était plus requise pour la prestation de services publics, sans les partager avec les consommateurs (ATCO Gas & Pipelines Ltd. c. Alberta [Energy & Utilities Board] 2006, communément appelé l'« arrêt Stores Block »). Ont suivi des procédures judiciaires de quatre ans de l'AUC (décision 2013-417 sur l'aliénation des actifs de services publics, 26 novembre 2013) visant à déterminer comment les services publics doivent gérer les gains ou les pertes découlant de l'aliénation des actifs, en particulier, les coûts non recouvrables. L'AUC a conclu que les services publics, qui bénéficient de la totalité des profits issus des actifs inutiles, doivent aussi assumer les risques de pertes issus des coûts non recouvrables dans des circonstances extraordinaires (Smellie, 2014; Mondrow, 2020).

La décision de l'AUC met l'accent sur l'importance des prévisions. Au sein d'un groupe d'actifs, les mises hors services prévisibles au moment de l'étude de l'amortissement des services publics (raisonnablement anticipées en fonction des événements passés) sont considérées comme « ordinaires ». Ces coûts sont généralement pris en compte pour l'établissement des tarifs et récupérés pour les clients.

Les décisions ultérieures se sont appuyées sur ces principes dans le cas du délaissement d'actifs découlant des feux de forêt extraordinaires de Fort McMurray et Wood Buffalo (Mondrow, 2020). Ces décisions, au terme desquelles les pertes ont été affectées aux actionnaires, ont semé la controverse et fait l'objet d'appels. L'arrêt Stores Block original ne tenait pas compte de la destruction physique causée par des forces naturelles, mais plutôt des gains ou des pertes issues de l'aliénation des actifs. À l'issue d'un appel de 2023 (ABCA, 2023), il a été déterminé que l'autorité de réglementation n'était pas liée par son opinion précédente.

<sup>8</sup> À noter que l'AUC s'appuie sur d'autres vérifications dans d'autres circonstances. Par exemple, dans le cas des régimes de retraite, elle a eu recours à une évaluation de la prudence et a exigé des services publics qu'ils expliquent en quoi leurs choix étaient prudents (Yahya, 2015).

<sup>9</sup> Décision sur la facturation : décision 3100-D01-2015 de l'AUC.

<sup>10</sup> ATCO Electric Ltd., 2012 Distribution Deferral Accounts and Annual Filing for Adjustment Balances (29 octobre 2014), décision 2014-297.

<sup>11</sup> P. 431.



Dans le contexte de la transition énergétique, les prévisions sont essentielles pour les services publics et les autorités de réglementation. Qu'est-ce qu'une circonstance « ordinaire » ou prévisible en ce qui a trait à la demande en gaz et aux coûts non recouvrables? Quelles circonstances sont « extraordinaires »? À quel moment les circonstances « extraordinaires » deviennent-elles la nouvelle norme? Si ces questions sont guidées par les précédents, elles pourraient permettre de déterminer qui doit payer les coûts des actifs gaziers délaissés de l'Alberta.

## COLOMBIE-BRITANNIQUE

*En Colombie-Britannique, les discussions sont moins avancées.*

La British Columbia Utilities Commission (BCUC), l'autorité de réglementation de la Colombie-Britannique, a aussi signalé que les questions entourant les coûts non recouvrables découlant de la transition énergétique restent sans réponse. Si elle a pris des mesures pour que les risques liés à ces coûts soient pris en compte dans les nouveaux investissements (BCUC, 2023a ; BCUC, 2023b ), il demeure une incertitude quant à savoir qui sera responsable de payer ces coûts non recouvrables.

La BCUC a souligné que la transition énergétique apporte une nouvelle catégorie de risque pour les actionnaires de Fortis Energy Inc. et que ces derniers ne pourront pas obtenir la totalité de leur rendement en raison des coûts non recouvrables (BCUC, 2023c ).

*« La Commission remarque que les coûts associés à certaines catégories de risque, comme le prix des biens et les activités de mobilisation des Autochtones, seront assumés en grande partie par les usagers, puisque l'augmentation des coûts d'exploitation et des projets d'investissement est généralement récupérée par l'intermédiaire des tarifs. Par opposition, certains éléments de la transition énergétique posent un risque existentiel pour les actionnaires de Fortis Energy Inc. et influencent les risques de délaissement d'actifs, ce qui met en péril la capacité des actionnaires à obtenir la totalité de leur rendement. »*

*~BCUC, 2023c*

Ces commentaires font écho à une décision de la BCUC de 2019 sur l'infrastructure de recharge de véhicules électriques selon laquelle les coûts des actifs sous-utilisés doivent être assumés soit par les actionnaires ou soit par les usagers et, aux termes du cadre réglementaire actuel, les actionnaires de services publics réglementés s'exposent à assumer ce risque, en citant une décision de l'Alberta<sup>12</sup> à titre de précédent.

La BCUC a remis en question les prévisions pour la demande de services publics gaziers, car elle n'envisageait aucune stagnation, ni même aucun fléchissement de la demande en réponse aux politiques déjà

<sup>12</sup> ATCO Gas and Pipelines Ltd. c. Alberta Energy and Utilities Board, 2006 CSC.

en vigueur, y compris les codes du bâtiment et les règlements municipaux. Les services publics gaziers prévoient plutôt une augmentation de la demande en période de pointe au cours des 20 prochaines années (BCUC, 2023a). Les questions et les interprétations antérieures de la BCUC suggèrent que cette approche est insuffisante dans l'environnement de risque actuel.

## L'autorité de réglementation nationale nous indique que les coûts peuvent aussi être répartis entre différentes parties

Les gazoducs interprovinciaux sont assujettis aux lois fédérales, plutôt que provinciales, et sont réglementés par la Régie de l'énergie du Canada (anciennement, l'Office national de l'énergie, ou ONE).

L'ONE était l'une des premières autorités de réglementation à se pencher sur le ralentissement potentiel d'un réseau de gazoducs, soit le réseau principal de TransCanada qui traverse le pays. Avec l'émergence du gaz de schiste à faible coût provenant des États-Unis, les clients des services publics gaziers de l'Est du Canada ont abandonné les fournisseurs de l'Ouest du pays et ne voulaient plus payer les coûts d'exploitation et d'immobilisation restants pour le transport de gaz dans le réseau principal.

Ainsi, le réseau principal se trouvait exposé à un risque d'escalade des coûts qui ne ferait qu'aggraver le problème, puisqu'il inciterait d'autres clients à changer de fournisseur. Mais dans ce cas, le propriétaire du réseau principal, TransCanada PipeLines Limited (TCPL), prévoyait un regain de la demande. L'ONE, qui a pris la réponse au pied de la lettre, n'avait qu'à trouver une solution pour combler l'écart et limiter la hausse des coûts (ONE, 2013).

Conformément à la solution de l'ONE, les clients de l'Est ont accepté de payer des tarifs plus élevés pendant six ans, ce qui accélérerait l'amortissement des actifs. Après cette période, le réseau principal serait divisé, et les clients de l'Est ne paieraient plus pour les sections dont ils n'auraient plus besoin. L'ONE avait indiqué que si la demande n'augmentait pas, TCPL pourrait se heurter à une interdiction de récupérer certains coûts et que les coûts non recouvrables risqueraient d'être refilés aux actionnaires. Mais dans ce cas, cette solution était suffisante pour gérer les risques.

Dans cette décision sur le réseau principal de TransCanada, l'ONE expliquait que le principe de prudence seul était insuffisant pour déterminer le recouvrement des coûts dans le contexte des pipelines réglementés par l'ONE. Cette approche pouvait freiner la création d'infrastructures et de marchés énergétiques efficaces, et n'incitait nullement les entreprises de transport par pipeline à trouver des façons de faire meilleur usage de leurs actifs. Selon l'ONE, l'établissement de tarifs sans égard à l'usage et à l'utilité des actifs érode la responsabilité de la direction quant à ses décisions d'investissement et à l'actualisation de ses taux d'amortissement.



L'ONE a aussi reconnu la distinction et les conflits potentiels entre les principes réglementaires des « coûts engagés avec prudence » et des normes « d'usage et d'utilité ». Ce conflit survient lorsque les actifs initialement considérés comme des investissements prudents deviennent inutiles – une question qui n'a pas encore été résolue par les tribunaux.

Même sans critères clairs issus des tribunaux, l'ONE a recouru à une vérification en deux étapes pour tenter de régler ce problème, à commencer par les premières procédures judiciaires sur les tarifs visant l'Inter-provincial Pipeline Ltd (décision RH-2-76, 1977), il y a plus de 40 ans. Bien que rien ne laissait croire que les investissements dans les actifs étaient imprudents, la commission a rejeté une partie du rendement du capital investi de la compagnie pipelinière pour des actifs qui n'étaient plus utilisés ni utiles, ce qui a facilité le recouvrement des investissements.

Même si les circonstances pour les pipelines de transport et de distribution ne sont pas les mêmes,<sup>13</sup> l'ONE (aujourd'hui, la Régie de l'énergie du Canada) nous indique que les principes réglementaires mentionnés ci-dessus sont distincts, mais reliés. Les principes de prudence et d'utilité peuvent être examinés conjointement, même si leurs incidences décisionnelles sont différentes. En effet, l'autorité de réglementation peut répartir les risques et les coûts connexes entre plusieurs parties.

## Il reste de l'incertitude et de l'ambiguïté quant à savoir qui doit payer : les actionnaires ou les usagers

Malgré les précédents ci-dessus, au Canada, la méthode de répartition des risques liés aux coûts non recouvrables est loin d'être établie. Puisque les coûts non recouvrables issus de la transition énergétique ne se sont pas encore concrétisés de manière importante, les précédents se fondent souvent sur des actifs délaissés pour d'autres raisons (p. ex., des phénomènes météorologiques imprévus).

La transition énergétique engendre des risques de délaissement des actifs gaziers sans précédent, qui représentent des milliards de dollars en coûts non recouvrables potentiels dans le réseau. L'envergure de ces risques pourrait inciter l'adoption de nouvelles approches réglementaires pour répartir le fardeau entre les usagers, les actionnaires et les intérêts publics.

De plus, les cibles climatiques à moyen et long terme ne se reflètent pas dans la gestion des réseaux d'énergie pour lancer le débat sur ce qui est « raisonnablement » prévisible, même si certaines possibilités mènent à un cul-de-sac. C'est là le résultat du manque de clarté des politiques gouvernementales sur la transition énergétique. Le rythme de la transition est une autre variable incertaine que ce manque de clarté rend difficile à vérifier.

Dans ce contexte, l'avenir de la prise de décisions réglementaires reste incertain :

- ▶ **Les approches réglementaires pourraient changer :** Même dans les régions où les risques liés aux coûts non recouvrables sont pris en compte dans une certaine mesure et dans des contextes historiques donnés, les autorités de réglementation pourraient avoir à appliquer les principes de nouvelles façons au fil des progrès de la transition énergétique (et de l'adoption de lois et politiques gouvernementales).
- ▶ **Les décisions peuvent faire l'objet de controverses et d'appels :** Les décisions pertinentes, comme celles de l'Alberta et de l'Ontario, font souvent l'objet de controverses et d'appels, ce qui complique davantage l'environnement réglementaire. Plus rarement, on modifie la loi. Dans sa décision de décembre 2023 concernant Enbridge Gas Inc., la CEO a déclaré que les nouveaux consommateurs à faible volume devaient payer d'avance pour le raccordement au réseau de gaz naturel, et qu'En-

<sup>13</sup> Les circonstances des entreprises de transport gazier sont distinctes de celles des services publics locaux de distribution de gaz. Contrairement à ces derniers, les entreprises de transport régies par l'ONE ne sont pas tenues par la loi de servir des régions données. Elles sont également soumises à une concurrence directe d'autres fournisseurs dans certaines régions du pays. Cette dynamique de marché particulière entraîne des défis réglementaires uniques pour l'ONE.

bridge n'était donc pas tenue de recouvrir les coûts sur plus de 40 ans par l'intermédiaire des tarifs des clients (CEO, 2023). Cependant, peu de temps après, le gouvernement provincial a annulé cette décision par une loi (*Loi de 2024 visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable*).

- ▶ **D'autres facteurs connexes ont un effet sur l'équilibre quant à qui paie :** Les autorités de réglementation doivent tenir compte d'une foule de facteurs. Par exemple, les services publics demandent (et se voient accorder) des taux de rendement plus élevés ou des modifications de la structure du capital qui leur permettraient d'attirer les investissements dans un environnement d'affaires rendu de plus en plus incertain en raison de la transition énergétique (BCUC, 2023c ; CEO, 2023). Lorsqu'ils sont accordés, ces taux de rendement permettent aux services publics de transférer les coûts à leurs usagers, mais plus tard, ces décisions pourraient appuyer l'argument selon lequel les actionnaires de services publics doivent assumer les coûts non recouvrables découlant de la transition énergétique. Les décisions sur les taux de rendement et les risques liés aux actifs délaissés sont donc liées, ont une incidence sur la répartition des coûts, et représentent un aléa moral lorsque les services publics peuvent raisonnablement s'attendre à transférer les coûts.
- ▶ **Les approches des provinces peuvent continuer de diverger :** Les autorités de réglementation peuvent établir leurs propres règles et méthodes de vérification pour répartir les coûts dans leur territoire. Mais leurs approches peuvent diverger en ce qui a trait non seulement aux coûts non recouvrables, mais aussi à d'autres questions connexes, comme les taux de rendement des services publics. Ajoutons à cela que les autorités de réglementation pourraient changer leur approche au fil de l'évolution de la transition et du contexte politique, qui présenteront alors de nouveaux défis sur le plan de la réglementation.
- ▶ **Les politiques pourraient changer :** Les décisions prises par les autorités de réglementation se fondent sur les politiques climatiques et énergétiques, qui permettent de déterminer si les investissements sont prudents dans un contexte donné. En cas de modification majeure des politiques, les décisions devraient aussi changer. La certitude et l'application des politiques sont particulièrement importantes pour déterminer si les risques sont raisonnablement prévisibles.





Dans un monde où les services publics peuvent recouvrer les coûts imprévus auprès des usagers, les autorités de réglementation doivent aussi évaluer les éléments prévisibles de la transition énergétique et s'assurer que les services publics gèrent bien les risques

Il y a plus d'une façon de désigner les responsables des coûts liés aux actifs délaissés. Chaque option s'accompagne d'une question sous-jacente : faut-il protéger les actionnaires de certains risques, ou est-ce que cette façon de faire peut mener à des décisions risquées? À savoir qui entre les autorités de réglementation ou les services publics sont les mieux placés pour assumer les risques, les deux positions peuvent se défendre.

- ▶ **Les actionnaires comme modérateurs de risque :** Les taux de rendement réglementés ont pour objectif de créer un équilibre entre le risque et le rendement. Ils servent à indemniser les actionnaires pour les risques prévisibles associés à l'exploitation de services publics, comme les coûts d'immobilisations et de maintenance. Les incertitudes quant à l'avenir, comme les modifications des politiques climatiques et énergétiques et les fluctuations sur le marché (p. ex. amélioration du rendement et du coût des technologies de recharge pour les services gaziers) entraînant des coûts non recouvrables, peuvent aussi s'inscrire dans le profil général de risque des investissements. Les autorités de réglementation doivent considérer que de tels risques étaient imprévisibles au moment de l'investissement. Si les actionnaires sont protégés contre ces risques, ils pourraient prendre des décisions plus risquées en sachant que les services publics n'en feront pas les frais. Par contre, si les actionnaires sont exposés aux risques, ils pourraient faire preuve d'une plus grande prudence pour la gestion des risques à long terme (pourvu que les services publics puissent les gérer raisonnablement et donc bénéficier d'un taux de rendement équitable).
- ▶ **Les autorités de réglementation comme modérateurs de risque :** À l'inverse, on s'attend à ce que les taux de rendement réglementés produisent un rendement des immobilisations stable et constant, puisque les investissements dans les services publics présentent habituellement peu de risques.<sup>14</sup> Dans un monde où les services publics peuvent recouvrer les coûts imprévus auprès des usagers, les autorités de réglementation doivent aussi évaluer les éléments prévisibles de la transition énergétique et s'assurer que les services publics gèrent bien les risques à la lumière de l'information disponible ainsi que des politiques et des lois qui s'appliquent.

Bien qu'il y ait plusieurs façons d'assigner la responsabilité pour les coûts des actifs délaissés, le plus grand risque est qu'aucune des parties n'agisse à titre de modérateur. Cela peut se produire en cas d'incertitude quant aux politiques climatiques et énergétiques ou lorsque l'examen de ces facteurs est facultatif. Ces deux situations sont la norme dans beaucoup de régions, ce qui accroît le risque pour les gouvernements provinciaux et les contribuables, comme nous le verrons dans la section suivante.

<sup>14</sup> Le rendement réglementé accordé aux actionnaires de services publics est établi en fonction du profil de risque de la société de services publics, et doit être suffisant pour que les rendements des services publics soient concurrentiels par rapport à ceux offerts par d'autres investissements comportant des niveaux de risque similaires.

# 3

## Les risques que posent les coûts non recouvrables pour les gouvernements provinciaux

Les usagers et les actionnaires ne sont pas les seuls qui peuvent assumer les coûts non recouvrables. La présente section explique pourquoi les gouvernements peuvent être exposés aux risques et comment l'inaction peut accroître la probabilité et la gravité de ces risques.

### Le manque de clarté des politiques accroît le risque financier pour les gouvernements provinciaux

Le dernier groupe qui pourrait avoir à régler la facture est les gouvernements provinciaux et les contribuables. Le manque de clarté quant au lien entre les objectifs climatiques à long terme et les politiques climatiques et énergétiques des gouvernements expose ces derniers à des risques de coûts non recouvrables de deux façons. Premièrement, l'atténuation des coûts devient plus compliquée pour les autorités de réglementation, ce qui aggrave souvent le problème et peut forcer les gouvernements à intervenir. Deuxièmement, les gouvernements s'exposent à des recours judiciaires des services publics.

Les pratiques et les champs de compétences des autorités de réglementation ainsi que les principes de common law pertinents ont en grande partie été établis avant que les changements climatiques deviennent une préoccupation majeure, ce qui engendre de l'ambiguïté quant à la façon dont les autorités de réglementation doivent intégrer les nouveaux objectifs de transition énergétique ainsi que les incertitudes qui y sont associées.<sup>15</sup> Il s'agit d'un territoire inconnu qui restera sans lignes directrices tant que les gouvernements provinciaux n'apporteront pas de clarifications. Sans directives claires, les services publics gaziers, qui sont tenus de raccorder et de servir les consommateurs, continueront d'élargir leurs réseaux – et donc d'accroître les futures responsabilités – et les actionnaires sont moins susceptibles d'assumer les coûts des actifs délaissés en raison de l'incertitude au moment de l'investissement initial (lorsqu'une vérification de la prudence sans examen des précédents s'applique). Dans les deux cas, le fardeau financier des usagers s'alourdit; si ces derniers ne peuvent pas ou ne veulent pas payer les tarifs croissants, les gouvernements pourraient être forcés d'intervenir.

Le manque de clarté dans les politiques augmente le risque que les gouvernements assument les coûts non recouvrables, car il accroît les probabilités de réussite des contestations juridiques des services publics qui disent ne pas avoir pu bénéficier de taux de rendement équitables. Une jurisprudence de longue date au Canada et aux États-Unis (la norme de rendement équitable) a établi que les services publics doivent avoir la possibilité – sans que l'issue soit garantie – de recouvrer les coûts de construction et d'exploitation des réseaux, y compris le rendement du capital investi (ou les profits), lorsque les investissements sont « prudents ». Quand les politiques climatiques et énergétiques sont ambiguës, il est plus facile pour les

<sup>15</sup> La chute de la demande de gaz, quoique ambiguë, demeure pertinente dans le rôle traditionnel d'une autorité de réglementation économique.

services publics gaziers d'affirmer que leurs investissements antérieurs étaient prudents.

Le débat sur la compensation pour les actifs délaissés ne se limite pas au Canada; d'autres gouvernements ont réussi à faire valoir leur point de vue. Des procédures judiciaires aux Pays-Bas ont permis d'établir que la loi interdisant la production d'électricité à partir de charbon après 2030 était « légale, proportionnée et prévisible » et que, par conséquent, l'État néerlandais n'était pas tenu de verser une compensation aux services publics étrangers détenant les centrales au charbon (Verbeek, 2021; Verbeek, 2023). Cependant, les politiques sur la production d'électricité à partir de charbon (internationale et nationale) sont beaucoup plus claires que les politiques actuelles sur l'utilisation future des réseaux de distribution de gaz.

Des politiques et plans énergétiques proactifs comprenant des lignes directrices ou des données sur les répercussions connexes pour les réseaux de distribution de gaz permettraient aux gouvernements de mieux se protéger contre les demandes de compensation pour les coûts non recouvrables soumises par les services publics.

## Des problèmes potentiels de grande portée nécessitent une approche proactive des gouvernements

Il y a un fort prix à payer pour l'approche actuelle, très réactive et fragmentée. Au Canada, comme il n'y a pas assez de discussions transparentes et approfondies sur le sujet, l'incertitude règne et les passifs continuent de s'accumuler. Les incitatifs pour atténuer le risque resteront insuffisants tant qu'on ne saura pas qui doit assumer les coûts.

Le présent rapport a examiné la complexité et l'ambiguïté qui entourent fréquemment la responsabilité des actifs délaissés, qui peut incomber aux usagers, aux actionnaires ou aux gouvernements, mais il y a des problèmes plus vastes. Le recouvrement des coûts auprès d'un bassin restreint de clients de services gaziers soulève d'importantes questions liées à l'équité, à la compétitivité (en particulier, pour les sociétés commerciales et industrielles ayant peu de solutions de rechange) et à la viabilité à long terme des modèles d'affaires des services publics gaziers. Étant donné les enjeux sociaux, économiques et d'équité, et comme les questions énergétiques relèvent des gouvernements provinciaux, ces derniers doivent jouer un rôle de premier plan dans ces discussions.



# 4

## Implications pour les décideurs

La transition vers l'énergie propre refaçonne le paysage réglementaire avec de nouveaux défis importants qui nécessitent de nouvelles approches pour protéger les intérêts à long terme des usagers tout en veillant à ce que les actionnaires des services publics soient traités de manière équitable.

Les autorités de réglementation disposent déjà d'outils pour atténuer les risques liés aux coûts non recouvrables et évaluer les conséquences et compromis associés aux différentes stratégies. Par exemple, elles peuvent demander aux services publics gaziers d'explorer différents scénarios, dont la chute de la demande de gaz, pour planifier de manière proactive et prendre des décisions éclairées. Les preuves en main, elles pourraient élaborer des politiques d'atténuation des risques liés aux coûts non recouvrables. Elles pourraient aussi mieux expliquer ce que sont les investissements jugés prudents ou imprudents, déployer des processus accélérés ou de rechange liés à la dépréciation, et établir l'évaluation des options autres que les gazoducs et les possibilités de réparation et d'entretien lors de nouveaux investissements. Elles pourraient également clarifier qui doit assumer les coûts des actifs sous-utilisés dans des circonstances données de la transition énergétique, au minimum, en ce qui a trait aux actionnaires et aux usagers.

Les services publics peuvent aussi jouer un rôle actif en traitant le risque lié aux actifs délaissés comme une préoccupation importante pour les actionnaires, et en modifiant leurs hypothèses de planification de sorte à limiter les risques financiers. Par exemple, s'ils sont incités à le faire, les services publics peuvent prolonger la vie des actifs existants en les réparant, plutôt qu'en les remplaçant, ou trouver des solutions autres que la construction de nouvelles infrastructures gazières dans les secteurs en développement, pourvu que les nouvelles politiques le leur permettent (p. ex. mise à jour des exigences relatives à l'obligation de service pour mettre de l'avant le chauffage électrique plutôt que le gaz). Comme l'illustre le dernier exemple, les décideurs ont le pouvoir de favoriser la prudence dans la gestion.

Une action proactive des autorités de réglementation et des services publics serait plus efficace, dans la mesure où les décideurs gouvernementaux commencent par clarifier les politiques énergétiques. Les gouvernements provinciaux doivent rapidement dresser le portrait à long terme de la transition vers l'énergie propre de leur réseau électrique, sans quoi ils risquent de voir leurs systèmes pris au dépourvu et d'accroître leur propre vulnérabilité ainsi que celle des consommateurs. Les préoccupations relatives aux coûts non recouvrables pourraient aussi avoir un effet paralysant sur le renforcement des politiques climatiques visant à décourager la consommation de gaz, ce qui favoriserait le maintien du statu quo et rendrait les objectifs climatiques plus coûteux et difficiles à atteindre.

Comme souligné dans notre rapport *Échange de chaleur*, la grande priorité pour la gestion des coûts non recouvrables est de réduire la facture totale potentielle. Autrement dit, il faut préparer des lignes direc-

trices et déployer des politiques pour faire en sorte que l'agrandissement et le remplacement des réseaux gaziers ne soient plus les solutions par défaut. Pour ce faire, il faut agir dès maintenant afin d'éviter de cristalliser et d'aggraver le problème : c'est ce qui se rapproche le plus d'une mesure sans regrets, même s'il demeure difficile de déterminer qui doit payer quoi.

À noter que certaines mesures politiques peuvent non seulement contribuer à réduire la facture, mais aussi clarifier l'attribution du risque, ce qui atténue l'aléa moral. Par exemple, dans le cas des cibles climatiques intégrées à la loi, la meilleure façon pour les gouvernements provinciaux de réduire les futurs coûts et l'aléa moral est d'indiquer les effets concrets de leurs cibles dans les réseaux énergétiques locaux au moyen de feuilles de route. Cela permettrait d'orienter et d'expliquer les trajectoires et les futurs rôles pour les réseaux électriques et gaziers afin de décroiser l'approche traditionnelle de la gestion de l'énergie.

Lorsque la voie à suivre pour les réseaux gaziers s'éclaircit, les façons de déterminer le degré de prudence des investissements et d'assigner les risques associés aux actifs délaissés deviennent également plus claires. Cela crée une boucle de réaction, puisque l'exposition aux responsabilités incite à réduire ces dernières.

D'autres mesures politiques des gouvernements provinciaux ayant un double effet peuvent clarifier les responsabilités. Voici ce que les provinces peuvent faire :

- ▶ Modifier le mandat de leur autorité de réglementation pour y intégrer l'harmonisation avec les cibles climatiques provinciales inscrites dans la loi et normaliser l'examen des coûts, de la fiabilité et de la sécurité. Cela clarifierait le devoir public des autorités de réglementation quant à l'évaluation et à l'assignation des risques liés aux actifs délaissés découlant de la transition énergétique;
- ▶ Modifier les exigences relatives à l'obligation de servir des services publics gaziers (Bagdanov, 2024); comme expliqué ci-dessus, cette mesure inciterait les services publics gaziers à faire preuve de prudence dans leur gestion, et aurait aussi un effet direct sur les ultimes responsables des coûts non recouvrables. Si les services publics affirment qu'ils étaient tenus de continuer d'agrandir le réseau et de maintenir le statu quo, le gouvernement pourrait se trouver dans l'obligation de couvrir certains coûts liés aux actifs délaissés.

En raison des écarts entre les provinces sur le plan des réseaux d'énergie, des précédents réglementaires et des cadres politiques, il existe plusieurs solutions pour régler la question du responsable de la facture des actifs gaziers délaissés. Cependant, l'élimination de l'ambiguïté à cet égard peut réduire l'aléa moral entraînant l'ajout constant d'infrastructures qui accroît par ailleurs la facture globale. Les gouvernements provinciaux doivent renverser le statu quo au moyen de nouvelles lois, de mandats réglementaires et de politiques énergétiques plus claires.

# Références

- Alter, Abigail Lalakea, Sherri Billimoria, Mike Henchen, Karsten Barde, Courtney Eichhorst et Justin Klingler. 2024. *Non-Pipeline Alternatives: Emerging Opportunities in Planning for U.S. Gas System Decarbonization*. RMI (Rocky Mountain Institute) and National Grid. Mai. [https://www.nationalgridus.com/media/pdfs/other/CM9904-RMI\\_NG-May-2024.pdf](https://www.nationalgridus.com/media/pdfs/other/CM9904-RMI_NG-May-2024.pdf)
- ATCO Gas & Pipelines Ltd. c. Alberta (Energy & Utilities Board). 2006. 1 R.C.S. 140 (Stores Block). <https://www.canlii.org/fr/ca/csc/doc/2006/2006csc4/2006csc4.html>
- Bagdanov, Kristin George. 2024. *Decarbonizing the Obligation to Serve*. Building Decarbonization Coalition. [https://buildingdecarb.org/wp-content/uploads/FINAL\\_Decarbonizing-the-Obligation-to-Serve\\_Oct2024.pdf](https://buildingdecarb.org/wp-content/uploads/FINAL_Decarbonizing-the-Obligation-to-Serve_Oct2024.pdf)
- BCUC (British Columbia Utilities Commission). 2023a. Décision et ordonnance G-361-23. [https://docs.bcuc.com/documents/other/2023/doc\\_75554\\_g-361-23-fei-ocu-project-decision.pdf](https://docs.bcuc.com/documents/other/2023/doc_75554_g-361-23-fei-ocu-project-decision.pdf)
- BCUC (British Columbia Utilities Commission). 2023b. Décision et ordonnance G-62-23. <https://www.ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/decisions/en/item/521567/index.do>
- BCUC (British Columbia Utilities Commission). 2023c. Décision et ordonnance G-236-23. <https://www.ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/decisions/en/item/521862/index.do>
- BCUC (British Columbia Utilities Commission). 2019. *An Inquiry into the Regulation of Electric Vehicle Charging Service: Phase Two Report*. 24 juin. <https://www.ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/decisions/en/419818/1/document.do>
- Bilich, Andy, Michael Colvin et Timothy O'Connor. 2019. *Managing the Transition: Proactive Solutions for Stranded Gas Asset Risk in California*. Environmental Defense Fund. [https://www.edf.org/sites/default/files/documents/Managing\\_the\\_Transition\\_new.pdf](https://www.edf.org/sites/default/files/documents/Managing_the_Transition_new.pdf)
- Carter, Michael. 2023. « How utilities should prepare for a new era of stranded assets and regulatory scrutiny ». *ESource*. 18 avril. <https://www.esource.com/blog/001232qpqh/how-utilities-should-prepare-new-era-stranded-assets-and-regulatory-scrutiny>
- Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO). 2023. Décision et ordonnance EB-2022-0200. <https://www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/827754/File/document>
- Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO). 2016. *Handbook for Utility Rate Applications*. Octobre. <https://www.oeb.ca/sites/default/files/uploads/documents/regulatorycodes/2019-01/Handbook-Utility-Rate-Applications-20161013.pdf>
- Cusano, Lou, David M. Wood, Evan Dickson et Gino Bruni. 2018. « Prudence, Stranded Assets, and the Regulation of Utilities: A Review of Alberta Utility Regulatory Principles in a Post-Stores Block Era ». *Alberta Law Review* : 403. [https://www.canlii.org/en/commentary/doc/2018CanLII Docs260#!fragment=zoupio-\\_Tocpdf\\_bk\\_1/BQCwhgziBcwMYgK4DsDWszlQewE4BUBTADwBdoAvbRABwEtsBaAfx2zhoBMAzZgIITMAjAEoANMmyICEAI-qJCuAJ7QA5KrERCYXAnmKV6zdt0gAynIIAhFQCUAogBI7ANQCCAOQDC9saTB80KTsliJAA](https://www.canlii.org/en/commentary/doc/2018CanLII Docs260#!fragment=zoupio-_Tocpdf_bk_1/BQCwhgziBcwMYgK4DsDWszlQewE4BUBTADwBdoAvbRABwEtsBaAfx2zhoBMAzZgIITMAjAEoANMmyICEAI-qJCuAJ7QA5KrERCYXAnmKV6zdt0gAynIIAhFQCUAogBI7ANQCCAOQDC9saTB80KTsliJAA)
- Davis, Lucas et Catherine Hausman. 2022. *Who will pay for legacy utility costs?* Energy Institute at Haas. Mars. <https://haas.berkeley.edu/wp-content/uploads/WP317.pdf>
- E3 (Energy and Environmental Economics). 2024. *Massachusetts DPU issues Order in 20-80 Future of Gas Proceeding supported by E3 Decarbonization Pathways Study*. Janvier. <https://www.ethree.com/massachusetts-dpu-order-20-80-future-of-gas-proceeding-e3-decarbonization-pathways/>
- Gold-Parker, Aryeh, Jearid Landsman, Fangxing Liu, Dan Aas et Amber Mahone. 2023. *Benefit-Cost Analysis of Targeted Electrification and Gas Decommissioning in California*. Energy and Environmental Economics Inc., Ava Community Energy, Gridworks. Décembre. [https://www.ethree.com/wp-content/uploads/2023/12/E3\\_Benefit-Cost-Analysis-of-Targeted-Electrification-and-Gas-Decommissioning-in-California\\_u.pdf](https://www.ethree.com/wp-content/uploads/2023/12/E3_Benefit-Cost-Analysis-of-Targeted-Electrification-and-Gas-Decommissioning-in-California_u.pdf)
- Gridworks. 2019. *California's Gas System in Transition: Equitable, Affordable, Decarbonized and Smaller*. [https://gridworks.org/wp-content/uploads/2019/09/CA\\_Gas\\_System\\_in\\_Transition.pdf](https://gridworks.org/wp-content/uploads/2019/09/CA_Gas_System_in_Transition.pdf)
- Harland, Kate, Sachi Gibson, Jason Dion, Nikhitha Gajudhur et Kathleen Mifflin. 2024. *Échange de chaleur : comment les politiques d'aujourd'hui stimuleront ou retarderont la transition des bâtiments vers un chauffage propre et fiable*. Institut climatique du Canada. Juin. <https://institutclimatique.ca/wp-content/uploads/2024/06/Echange-de-Chaleur-Rapport-Institut-climatique-Canada.pdf>

Harland, Kate. 2024. « Changements à l'horizon – les contribuables se feront-ils refiler la facture de l'expansion du réseau de gaz ». Institut climatique du Canada. Mars. <https://institutclimatique.ca/contribuables-expansion-reseau-gaz/>

Hempling, Scott. 2015. « Des tramways aux panneaux solaires : la politique des coûts échoués aux États-Unis ». *Trimestriel sur la réglementation de l'énergie* : vol. 3, n° 3. <https://energyregulationquarterly.ca/fr/articles/from-streetcars-to-solar-panels-stranded-cost-policy-in-the-united-states>

Hiel, Adrian. 2023. « Nous n'avons plus besoin de canalisations (de gaz) dans les aires résidentielles ». *Energy Cities* [entrevue]. 11 juillet. <https://energy-cities.eu/fr/nous-navons-plus-besoin-canalisation-gaz-dans-les-aires-residentielles/>

Kaiser, Gordon E. 2024. « La transition énergétique, les actifs délaissés et la réglementation agile ». *Trimestriel sur la réglementation de l'énergie* : vol. 12, n° 1. Avril. <https://energyregulationquarterly.ca/fr/articles/the-energy-transition-stranded-assets-and-agile-regulation>

LEI (London Economics International). 2023. *Recommendation for appropriate capital structure for Enbridge Gas in its application for 2024 rebasing and 2025-2028 price cap plan*. <https://www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/785972/File/document>

Ligaya, Armina. 2016. « Capital Power upgraded on Alberta compensation for stranded coal assets ». *Financial Post*. 25 novembre. <https://financialpost.com/investing/trading-desk/capital-power-upgraded-on-alberta-compensation-for-stranded-coal-assets>

*Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Chap. 15, annexe B. <https://www.ontario.ca/lois/loi/98o15>

*Loi de 2024 visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable*. Lois de l'Ontario. Chapitre 10. <https://www.ola.org/fr/affaires-legislatives/projets-loi/legislature-43/session-1/projet-loi-165>

Marr-Laing, Tom et Benjamin Thibault. 2015. *Early coal phase-out does not require compensation*. Pembina Institute. 10 novembre. <https://www.pembina.org/pub/early-coal-phase-out-does-not-require-compensation>

Mondrow, Ian. 2024. « Why bother with an independent energy regulator? ». Gowling WLG. Janvier. <https://gowlingwlg.com/en-ca/insights-resources/articles/2024/independent-energy-regulator>

Mondrow, Ian. 2020. « Les affaires des feux de forêt de Fort McMurray : la vie après *Stores Block* ». *Trimestriel sur la réglementation de l'énergie* : vol. 8, n° 3. Septembre. <https://energyregulationquarterly.ca/fr/articles/the-fort-mcmurray-wildfire-cases-life-after-stores-block>

NERA Economic Consulting. 2021. *Stranding risk for gas networks*. 3 septembre. <https://www.aer.gov.au/system/files/Jemena%20-%20Submission%20-%20Equity%20-%203%20September%202021%20-%20Attachment%202%20-%20NERA%20Stranding%20Risk%20Report.pdf>

Office national de l'énergie. 2013. Décision RH-003-211; décision sur la restructuration de TransCanada.

*Ontario (Commission de l'énergie) c. Ontario Power Generation Inc. 2015*. 2 RCS 147. <https://decisions.scc-csc.ca/scc-csc/scc-csc/fr/item/15517/index.do>

*Public Utilities Act*. 2000. Chap.P-45. <https://canlii.ca/t/569mn>

Smellie, James H. 2014. « Décision de l'Alberta sur l'aliénation des actifs de services publics ». *Trimestriel sur la réglementation de l'énergie*. Septembre. <https://energyregulationquarterly.ca/fr/case-comments/alberta-utilities-asset-disposition-decision>

Sorge, Petra et Priscila Azevedo Rocha. 2024. « Europe braces for billions in writedowns at stranded gas assets ». *Bloomberg*. 6 mai. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2024-05-07/europe-braces-for-billions-in-write-downs-at-stranded-gas-assets>

Spees, Kathleen et Matthew O'Loughlin. 2021. *Stranded fossil fuel infrastructure. How big is the stranded asset problem, and what should we do about it?* Brattle. 24 juin. <https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/08/Stranded-Fossil-Fuel-Infrastructure-How-Big-is-the-Stranded-Asset-Problem-and-What-Should-We-Do-About-It.pdf>

*Utilities Commission Act*. 1996. Chap. 473. [https://www.bclaws.gov.bc.ca/civix/document/id/complete/statreg/96473\\_01](https://www.bclaws.gov.bc.ca/civix/document/id/complete/statreg/96473_01)

Velez, Kiki. 2024. *CA: \$20B Potential Savings from Targeted Electrification*. NRDC [blogue]. 19 juin. <https://www.nrdc.org/bio/kiki-velez/ca-20b-potential-savings-targeted-electrification#:~:text=The%20way%20targeted%20electrification%20works,effective%20than%20replacing%20the%20pipeline>

Verbeek, Bart-Jaap. 2021. *Compensation for stranded assets?* <https://www.somo.nl/compensation-for-stranded-assets/>

# Remerciements

Le présent rapport a été rédigé avec un appui à la recherche de Utilis Consulting ainsi qu'avec les contributions de Brandon Ott et Kiran Waterhouse .

## **Réviseur externe**

Ian Mondrow, associé à Gowling WLG

## **Membres du groupe d'experts participants**

Andrew Leach, professeur d'économie et de droit, Université de l'Alberta

Kristen van de Biezenbos, professeure de droit, California Western School of Law

Nous nous sommes efforcés de répondre le mieux possible aux commentaires des réviseurs, mais toute erreur ou omission demeure imputable à l'auteur. La révision n'implique aucunement l'approbation des conclusions et des recommandations formulées dans le présent document.

## **Citation recommandée**

Harland, Kate, 2025. *Qui paie pour les coûts non recouvrables des réseaux de distribution de gaz sous-utilisés?* Institut climatique du Canada.

## **Creative Commons**

Publié par l'Institut climatique du Canada sous la licence Creative Commons BY-NC-ND 4.0. Le texte peut être reproduit en tout ou en partie à des fins non commerciales en citant la source adéquatement.

## **Avis de non-responsabilité**

L'Institut climatique du Canada réunit des experts de divers domaines et organisations partout au pays. Organisation indépendante, non partisane et financée publiquement, l'Institut mène des études et des analyses rigoureuses et objectives, et favorise la mobilisation de toute une gamme de parties prenantes et de détenteurs de droits pour faire la lumière sur les enjeux associés aux changements climatiques et les choix transformateurs qu'aura à faire le Canada dans ses politiques.

Le présent rapport s'appuie sur les documents réglementaires publics et les décisions de tribunaux disponibles au moment de la publication. Il est présenté par l'Institut climatique du Canada à titre informatif seulement. Aucune des données qui s'y trouvent ne vise à fournir des conseils sur les placements ou des conseils de nature financière, juridique ou autre, ni ne devrait être interprétée comme telle. L'Institut et ses directeurs, administrateurs, commanditaires, partenaires et employés n'acceptent ni n'assument aucune responsabilité quant aux dommages et aux coûts de toutes sortes, y compris les frais juridiques, liés de quelque manière que ce soit à l'utilisation du présent rapport.