



Pratiques inspirantes
d'allégement
réglementaire adapté
à une entreprise de
service public de
petite taille

Rapport final

28 janvier 2021

Cette page est volontairement laissée blanche.

SYNTHÈSE

Plusieurs pratiques inspirantes d'allégement réglementaire applicables à Gazifère, mais pas de modèle unique

En octobre 2020, Gazifère a mandaté Aviseo Conseil pour documenter des pratiques inspirantes en Amérique du Nord en termes d'allégement réglementaire.

Pour déterminer les entreprises comparables aux États-Unis, Aviseo Conseil a utilisé une base de données de l'*American Gas Association* contenant plus de 1600 entreprises. Aviseo Conseil a identifié les entreprises de distribution de gaz naturel, détenues par les investisseurs et avec un niveau de clients de plus ou moins 10 000 par rapport à Gazifère. Cette méthode a permis d'identifier huit entreprises pertinentes situées dans sept États différents.

Au Canada, nous avons circonscrit nos analyses à trois provinces canadiennes: l'Alberta, le Nouveau-Brunswick et l'Ontario. Ces choix informés ont été motivés par des considérations géographiques (Nouveau-Brunswick et Ontario) et de vitalité du secteur gazier en général (Alberta). Dans le cas de l'Ontario et de l'Alberta, une approche globale était plus pertinente, mais notre analyse présente également les particularités, le cas échéant, d'entreprises opérant dans ces provinces et étant de taille relativement similaire à Gazifère. Il convient de noter que le plus petit nombre d'entreprises canadiennes de distribution gazière comparativement aux États-Unis ne nous permettait pas d'être aussi sélectif dans notre approche.

Le Canada et les États-Unis: Deux approches différentes par rapport à la réglementation

La section sur les approches réglementaires des services publics relève deux grandes catégories:

1. **L'approche en coût de service;**
2. **L'approche de la réglementation incitative.**

Au Canada, l'**approche incitative** est favorisée en Ontario et en Alberta pour la plupart des entreprises de distribution de gaz naturel. Le Nouveau-Brunswick et la compagnie identifiée (Liberty Utilities) s'apparente davantage à la situation réglementaire actuelle de Gazifère

Aux États-Unis, toutes les entreprises dans notre échantillon opéraient en coût de service et selon une approche de coût de service modifiée. Ceci semble être représentatif de la population des entreprises de distribution gazière puisqu'un rapport de Brattle Group (Zarakas et al., 2017) mentionne également ne pas connaître d'approche réglementaire incitative de type plafonnement du revenu ou du prix en vigueur aux États-Unis.

Principaux constats relativement à un allégement réglementaire

- 1 La période entre les dossiers tarifaires peut être étendue si les conditions permettent à l'entreprise de réaliser le taux de rendement sur les capitaux propres autorisé, surtout lorsque les dossiers tarifaires sont principalement déclenchés à la demande des entreprises.
- 2 **La très grande majorité des comparables identifiées ne comporte pas de dossier tarifaire annuel**, même si des mises à jour annuelles sur des composantes spécifiques (ex : clause d'ajustement pour le prix du gaz) peuvent être requises.
- 3 **La durée sur plusieurs années est à la base de l'approche incitative, mais elle est également possible en coût de service modifié**, de façon explicite, et de façon implicite lorsque les dossiers tarifaires sont déclenchés à la demande des entreprises.
- 4 L'approche en coût de service est privilégiée aux États-Unis ainsi qu'au Nouveau-Brunswick alors que la réglementation incitative est la norme en Ontario et en Alberta.
- 5 **La négociation est fréquemment** utilisée aux États-Unis pour s'entendre sur les déterminants tarifaires afin de réduire les coûts réglementaires. Dans le cas de Northwestern Nebraska, la compagnie négocie directement avec les villes qu'elle dessert, une approche qui nous apparaît difficile de répliquer au Québec.
- 6 Des **clauses de non-participation** peuvent être insérées pour réduire la fréquence des dossiers tarifaires
- 7 Les plans incitatifs utilisés en Ontario et en Alberta favorisent la croissance de la productivité, mais la détermination des facteurs et les études requises dans le cadre des dossiers tarifaires peuvent être coûteux.
- 8 Plusieurs entreprises ont mis en œuvre des **mécanismes de découplage des revenus**, dans le cadre d'une réglementation incitative, mais aussi par des entreprises œuvrant en coût de service.
- 9 Le plan alternatif de Vermont Gas (Vermont) s'inspire de l'approche en coût de service, mais en déterminant le processus d'ajustement des facteurs d'une année à l'autre, elle réduit la fréquence des dossiers tarifaires.
- 10 Les **avenants** sont utilisés autant dans l'approche en coût de service que dans la réglementation incitative. Ils contribuent à réduire le risque pour l'entreprise d'un événement hors de son contrôle, à recouvrer certains coûts et à réduire le fardeau réglementaire

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHÈSE	3
INTRODUCTION	5
Objectif de l'étude.....	5
Structure du rapport.....	5
1. La réglementation des services publics.....	6
1.1. Origine de la réglementation moderne.....	6
1.2. Approche du coût de service.....	6
1.3. Mesure de réglementation incitative.....	6
2. Des pratiques inspirantes applicables en Amérique du Nord	8
2.1 Approche générale	8
2.2. Comparables aux États-Unis.....	8
2.2.1. Arkansas Oklahoma Gas Corporation (Arkansas)	8
2.2.2. The Berkshire Gas Company (Massachusetts)	9
2.2.4. Northwestern Energy (Nebraska et Dakota du Sud)	11
2.2.5. Vermont Gas Systems (Vermont)	11
2.2.6. Zia Natural Gas (Nouveau-Mexique).....	12
2.3. Systèmes canadiens d'intérêt	12
2.3.1. Ontario	12
2.3.2. Alberta.....	13
2.2.3. Nouveau-Brunswick	15
3. Synthèse et considérations.....	16
3.1. États-Unis	17
3.2 Canada	18
3.3 Constats	20
CONCLUSION.....	21
À-PROPOS DES AUTEURS.....	22

INTRODUCTION

Objectif de l'étude

Gazifère est une entreprise de distribution de gaz naturel desservant plus de 43 500 clients en Outaouais dans l'Ouest québécois. Étant donné sa plus petite taille relative, Gazifère estime que les coûts réglementaires actuels qui lui sont imposés sont importants parce qu'ils sont mal adaptés à sa réalité. L'entreprise souhaite trouver des avenues pour réduire ces coûts.

En 2020, Gazifère s'est adressé à la Régie de l'Énergie du Québec et a obtenu l'autorisation de celle-ci de mettre en place des propositions d'allègement réglementaire. Dans la décision¹ rendue à cet égard par la Régie, elle invite les participants à la réflexion sur le processus d'allègement global à s'inspirer des meilleures pratiques reconnues en Amérique du Nord.

C'est ainsi que Gazifère a confié, en octobre 2020, à Aviseo Conseil le mandat d'identifier des entreprises nord-américaines comparables à Gazifère desquelles cette dernière pourrait s'inspirer dans le cadre du processus d'allègement global visé.

Structure du rapport

Le présent rapport vise à documenter les pratiques de juridictions ou d'entreprises nord-américaines susceptibles d'aider dans l'élaboration d'un processus d'allègement réglementaire global adéquat pour les caractéristiques particulières de Gazifère, notamment la taille de l'entreprise et ses conditions de marché.

Ainsi, le présent rapport adopte la structure suivante :

- La réglementation des services publics
- Des pratiques inspirantes applicables en Amérique du Nord
- Autres considérations
- Conclusion

La section sur la réglementation des services publics dresse un court portrait des types de réglementation généralement utilisée pour encadrer les entreprises de services publics ainsi que leurs principales caractéristiques. La section suivante contient les entreprises comparables à Gazifère et susceptibles de contribuer au processus d'allègement global. Cette section est divisée géographiquement entre les États-Unis et le Canada, quoique, comme le lecteur le constatera, la division géographique permet aussi de révéler des différences importantes dans la façon dont les entreprises opèrent. Enfin, la dernière section discute des différentes caractéristiques relevées dans la section précédente ainsi que de leur applicabilité à Gazifère.

Les travaux se sont échelonnés d'octobre 2020 à janvier 2021. Dans le cadre du mandat, Aviseo Conseil a consulté une base de données de l'*American Gas Association* afin d'identifier les comparables à Gazifère aux États-Unis, et ce, de manière plus efficiente que de procéder à une analyse État par État. Pour l'ensemble des entreprises et juridictions choisies (Canada et États-Unis), nous avons consulté la jurisprudence disponible afin d'identifier les décisions et jugements pertinents, et nous avons également eu référence aux articles publiés sur le sujet afin de bonifier l'analyse. Une dizaine d'entrevues et autres communications ont aussi permis de compléter les analyses. Nous avons fait tout en notre pouvoir pour présenter des informations le plus à jour possible

¹ D-2020-2014, R-4122-2020

1. La réglementation des services publics

1.1. Origine de la réglementation moderne

En raison, notamment, de la présence de coûts fixes importants, les entreprises de services publics sont réglementées pour pallier le manque de compétition dans le marché et s'assurer que les prix établis soient justes et raisonnables. D'ailleurs, dans l'arrêt *Hope*, la Cour suprême des États-Unis rappelle que le processus de tarification qui vise à établir des tarifs justes et équitables relève d'un exercice d'équilibrage entre les intérêts des consommateurs et ceux des investisseurs. Du point de vue de ces derniers, les revenus doivent être suffisamment élevés pour couvrir autant les dépenses de fonctionnement que les coûts en capitaux de l'entreprise. Ces coûts incluent le taux de rendement sur les capitaux propres qui doit être suffisant pour assurer l'intégrité financière de l'entreprise et maintenir sa capacité à attirer des capitaux². L'arrêt *Hope* a ainsi introduit un changement de paradigme majeur dans le processus d'établissement de tarifs justes et équitables puisqu'auparavant, le centre focal de l'analyse consistait en la détermination de la valeur non observable du service³.

1.2. Approche du coût de service

L'approche du coût de service consiste à évaluer les besoins de revenus de l'entreprise pour une année donnée afin qu'ils correspondent aux coûts de l'entreprise. Si, dans les besoins de revenus totaux établis lors de l'année du test, les revenus et les coûts ne sont pas arrimés, le recouvrement de ceux-ci sera conséquemment trop bas ou trop élevé, résultant en des tarifs qui ne seront pas justes et raisonnables⁴. L'utilisation d'une année pour le test des besoins de revenus suppose que les coûts passés constituent un estimateur raisonnable des coûts futurs.

L'efficacité de la réglementation en coût de service est fonction des conditions de marchés externes. Lorsqu'elles sont favorables, l'entreprise réalise au moins le taux de rendement permis par l'approche en coût de service, ce qui rend, généralement⁵, la réouverture des dossiers tarifaires moins fréquente. À l'inverse, lorsque les conditions sont moins favorables, comme par exemple lorsque les taux d'intérêt augmentent⁶, les dossiers tarifaires sont plus fréquents et les coûts qui y sont associés peuvent être considérables. Les coûts directs des procédures peuvent facilement excéder 500 000\$⁷ et ces coûts sont refilés aux consommateurs à travers l'augmentation des tarifs. La réglementation en coût de service est critiquée pour la prévalence de coûts de réglementation potentiellement élevés ainsi que pour l'absence d'incitatifs de réduction de coûts pour l'entreprise, lesquels se transmettraient ensuite aux consommateurs par la réduction des revenus requis et incidemment par une réduction des tarifs⁸.

1.3. Mesure de réglementation incitative

Une autre approche réglementaire consiste à mettre en œuvre des mesures de réglementation incitatives. Ce type de réglementation est fréquemment agrégé dans la catégorie des plans tarifaires pluriannuels. L'idée générale est de renforcer les incitatifs à la réduction des coûts de l'entreprise en établissant les besoins de revenus selon une année de test et, ensuite, en déterminant un mécanisme d'ajustement pour les années subséquentes du plan pluriannuel, et ce, afin d'éviter la réouverture d'un dossier tarifaire durant une période déterminée⁹. En relâchant le lien entre la croissance des coûts et les revenus de l'entreprise, cette dernière a un incitatif à être plus efficace et à réduire ses coûts.

² *Federal Power Commission v. Hope Natural Gas Co.* (1944)

³ McDermott (2012)

⁴ *Iowa Public Service Co.* (1982); McDermott (2012)

⁵ La réglementation peut différer selon les juridictions. Dans plusieurs États américains, les dossiers tarifaires sont déclenchés à la demande de l'entreprise et, par conséquent, ils ne surviennent pas nécessairement à tous les ans.

⁶ Il existe une corrélation positive (entre 1977 et 2014) entre le nombre de dossiers tarifaires ainsi que le taux de rendement des capitaux propres demandé et les taux d'intérêt. Voir Davies et Hevert (2018) pour davantage de détails sur cette corrélation.

⁷ Davies et Hevert (2018)

⁸ Lowry et al. (2017)

⁹ Zarakas et al. (2017)

Les plans tarifaires pluriannuels ou les mesures de réglementation incitatives contiennent généralement un mécanisme d'attrition des revenus déterminé par une formule préétablie (équation 1) :

$$(1) \quad \Delta R = \Delta ARM + Y + Z$$

où ΔR est la variation des revenus permise entre deux périodes, ΔARM est la variation selon le mécanisme d'attrition qui permet aux revenus ou aux tarifs de croître à un certain rythme en fonction des pressions sur les coûts anticipés, Y est un facteur d'ajustement des revenus en fonction des coûts et Z est un facteur d'ajustement des revenus qui peuvent survenir de façon fortuite¹⁰.

Le mécanisme d'attrition prend souvent la forme de $(I-X)$, où I est le paramètre d'inflation et X est un paramètre de décalage qui vient réduire l'augmentation annuelle à une augmentation inférieure à l'inflation¹¹. Par exemple, en Alberta, la mesure de l'inflation est établie par l'indice des prix à la consommation ou par une moyenne pondérée des changements à un indice des salaires¹². Le facteur X est fréquemment divisible en deux parties. La première partie est lié à la productivité et peut être calibrée par une étude portant sur la productivité (ex : étude économétrique) comme c'est fréquemment le cas en Ontario ou en Alberta ou sur la base de prévisions des revenus requis en supposant une certaine amélioration dans le taux d'efficacité (ex : Grande-Bretagne et Australie)¹³. Une seconde partie, considéré comme un facteur d'étirement, anticipe les gains de productivité, ce qui est au bénéfice des clients dans l'immédiat plutôt que dans le futur¹⁴. En outre, les tendances de productivité observées en Amérique du Nord suggèrent un intervalle très restreint pour la calibration du facteur X, c'est-à-dire entre 0 et 1¹⁵.

Certaines caractéristiques peuvent être formulées à l'égard des événements menant à leur inclusion dans le facteur Z, c'est-à-dire qu'ils ne doivent pas avoir été pris en compte dans la dérivation des tarifs, ils doivent avoir un impact significatif sur les finances du service public et être hors du contrôle de gestion de l'entreprise, et ils doivent avoir été encourus de manière prudente¹⁶.

Un suivi des coûts (en anglais « tracker ») et des avenants (en anglais « rider ») peuvent être utilisés pour suivre certains coûts comme les coûts d'approvisionnement en gaz naturel et pour permettre le recouvrement de certaines dépenses additionnelles comme les dépenses en capital, d'entretien ou d'amélioration au réseau ou autre. Ce type d'avenant permet à l'entreprise de transmettre directement ces coûts incontrôlables aux clients, bien qu'ils soient assujettis à un examen de prudence de l'organisme réglementaire à un moment ultérieur. Dans certains cas, lorsqu'il n'est pas trop coûteux de le faire, l'inclusion d'un suivi de certains coûts permet de réduire la fréquence et le besoin de dossiers tarifaires¹⁷.

Certains plans tarifaires pluriannuels n'incluent pas d'ajustement de revenu ou de tarif, mais contiennent plutôt des gels tarifaires. L'idée sous-jacente des gels tarifaires est de réduire significativement les coûts réglementaires. Ce type de plan inclut normalement un coût à payer pour ouvrir un dossier tarifaire avant l'échéance du plan et ce coût est défrayé par l'entreprise ou le régulateur, tout dépendamment de qui est à l'origine de la demande de réouverture d'un dossier tarifaire. Dans une étude portant sur les mécanismes de réglementation alternatifs, Wang (2004) trouve que le gel tarifaire émane presque naturellement lorsque les parties négocient les éléments d'un dossier tarifaire et s'entendent entre elles avant que le dossier tarifaire soit judiciairisé. En effet, des variations de gels tarifaires émanent de façon endogène dans 21 des 39 ententes hors-cour négociées par les parties et étudiées par l'auteur.

¹⁰ Ibid

¹¹ Zarakas et al. (2017)

¹² Ibid

¹³ Ibid

¹⁴ Décision 20414-D01-2016 - Exhibit 20414-X0056, Brattle evidence, pages 35-36, Q/A 68

¹⁵ Lowry et al. (2017)

¹⁶ Lowry et al. (2017)

¹⁷ Ibid

2. Des pratiques inspirantes applicables en Amérique du Nord

2.1 Approche générale

La Régie de l'énergie a autorisé Gazifère à mettre en place un processus d'allègement global et, dans le cadre de cette réflexion, elle invite les participants à s'inspirer des « meilleures pratiques » en Amérique de Nord¹⁸. Cette section sur ce qu'on appelle des pratiques inspirantes recensées en Amérique du Nord s'inscrit dans le cadre de cette réflexion.

En ce qui a trait aux pratiques qui prévalent aux États-Unis, nous avons identifié des entreprises qui pourraient fournir un comparable à Gazifère. En premier lieu, nous avons consulté les données des entreprises américaines de services publics qui incluaient des statistiques annuelles sur les volumes, revenus et clients par compagnie telles que compilées par l'*American Gas Association*¹⁹. Ces statistiques recensaient quelque 1 654 entreprises²⁰. Pour identifier les entreprises comparables à Gazifère, nous avons établi deux critères :

- le nombre de clients de l'entreprise est de plus ou moins 10 000 du niveau de la clientèle que dessert présentement Gazifère (43 500) ; et,
- le type d'entreprise est une entreprise de distribution détenue par les investisseurs. Cette dernière condition fut appliquée pour exclure des entreprises qui n'auraient pas été pertinentes (ex : pipeline) ainsi que les entreprises dont le contexte diffère substantiellement de Gazifère (ex : entreprise détenue par une municipalité).

Ainsi, en appliquant ces critères, neuf entreprises ressortent comme étant potentiellement comparables à Gazifère soit : Arkansas Oklahoma Gas Corporation (Arkansas), Berkshire Gas Company (Massachusetts), Empire District Gas (Missouri), Liberty Energy DBA (Missouri), Northwestern Energy (Nebraska et South Dakota), Vermont Gas Systems (Vermont), Zia Natural Gas (New Mexico) et Midwest Energy (Kansas). Nous avons exclu par la suite cette dernière, car il s'agit d'une coopérative détenue par les clients et opérant sans but lucratif. De surcroît, en vertu d'un vote de ses

membres, la compagnie est devenue exempte, à plusieurs égards, du contrôle de la State Corporation Commission of the State of Kansas le 5 juin 2013.

Pour les pratiques du côté canadien, nous avons choisi d'évaluer le cadre réglementaire applicable aux entreprises gazières avec une attention particulière aux entreprises de taille comparable à Gazifère lorsqu'il était possible et pertinent de le faire. Nous avons retenu trois provinces canadiennes soit l'Ontario (EPCOR), l'Alberta (AltaGas) et le Nouveau-Brunswick (Liberty Utilities). D'une part, l'Ontario et le Nouveau-Brunswick sont les voisins immédiats du Québec et ils offrent ainsi un contexte relativement comparable au Québec. D'autre part, compte tenu de l'importance du secteur gazier en Alberta, cette province émergeait comme un choix logique dans l'évaluation des pratiques canadiennes.

Ainsi, cette section décrit les principales caractéristiques des mesures réglementaires applicables aux entreprises identifiées et, plus généralement, au contexte réglementaire lorsque des mesures réglementaires s'appliquent à plusieurs entreprises conjointement. Il ne s'agit donc pas d'un résumé détaillé du plus récent dossier tarifaire, mais plutôt des caractéristiques qui ont ressorti de l'analyse comme pouvant comporter un intérêt pour les fins de la comparaison réglementaire avec Gazifère.

2.2. Comparables aux États-Unis

Suivent des descriptions des comparables identifiés aux États-Unis.

2.2.1. Arkansas Oklahoma Gas Corporation (Arkansas)

Arkansas Oklahoma Gas Corporation, qui a été acquise en 2017 par Summit Utilities, est une compagnie de distribution de gaz naturel avec des dessertes en Arkansas et en Oklahoma. En 2019, la compagnie comptait quelque 45 338 clients.

¹⁸ D-2020-2014, R-4122-2020

¹⁹ <https://www.aga.org/research/data/annual-report-of-volumes-revenues-and-customers-by-company-2002-2016/>

²⁰ Les statistiques sont compilées et désagrégées par entreprise et par État, ce qui signifie qu'une entreprise qui opère dans 2 États différents sera considérée comme 2 entreprises et les statistiques seront ainsi présentées par État.

Le dernier dossier tarifaire de l'entreprise date de 2013. L'entreprise y demandait une hausse des tarifs pour lui permettre de réaliser un rendement équitable sur ses investissements. L'approche retenue dans le dossier tarifaire de 2013 est celle des **coûts de service**. Les tarifs incluent entre autres des charges mensuelles fixes, qui permettent au distributeur de recouvrer ses coûts fixes, des tarifs volumétriques et des avenants.

La **clause d'ajustement en fonction du prix du gaz** (« *cost-of-gas adjustment clause* ») permet à l'entreprise de déposer une demande biannuellement auprès de la Arkansas Public Service Commission afin d'ajuster sa grille tarifaire en fonction du prix réellement déboursé pour l'approvisionnement en gaz. L'entreprise peut également déposer une telle demande à tout autre moment si le surplus ou le déficit estimé du compte de recouvrement est supérieur à 10% du coût annuel du gaz estimé lors de son dépôt le plus récent auprès de la Commission²¹.

La **clause d'ajustement pour la normalisation météorologique** corrige les tarifs applicables en fonction du nombre de jours de chauffage observés au cours de la période. On la compare au nombre de jours de chauffage normalement attendu calculés selon une moyenne de 30 ans.

Ensuite, une clause de taxes municipales modifie annuellement les frais encourus par les consommateurs pour leur approvisionnement en gaz naturel en fonction des changements de taxes foncières ou autres types de taxes municipales survenus au cours de la période et n'ayant pas été modifiés au cours de la période précédente. Un avenant d'ajustement fiscal a été rajouté afin de tenir compte de la baisse du taux d'imposition des entreprises introduite par le *Tax Cuts and Jobs Act of 2017*^{22,23}.

Puisqu'un dossier tarifaire n'est pas requis sur une base annuelle (le précédent datait de 2007), un déterminant de l'ajustement tarifaire (« *billing determinant rate adjustment tariff* ») pour les années subséquentes à 2013 est inclus afin de tenir compte de la baisse dans les déterminants tarifaires qui induiraient une baisse de revenus non gaziers. Ainsi, aucun ajustement ne sera effectué si les revenus actuels de

base de n'importe quelle classe tarifaire sont supérieurs ou égaux aux revenus de base établis²⁴. De même, aucun ajustement ne sera requis si l'excédent de recettes allouées de n'importe quelle classe est plus grand ou égal au manque à gagner initial.

De plus, un tarif de récupération des coûts de l'efficacité énergétique est utilisé pour que l'entreprise recouvre les coûts encourus et approuvés par la Commission pour augmenter son efficacité énergétique²⁵. Similairement, l'entreprise dispose d'un avenant d'amélioration de la sécurité du système afin de récupérer certains coûts en lien avec des programmes approuvés par la Commission.

Enfin, le dossier tarifaire inclut la possibilité d'un supplément en vertu de la loi 310 (*Act 310 surcharge*). La possibilité de ce supplément découle des dépenses relativement à la reconstruction de routes qui peut être ordonnée par les autorités compétentes²⁶.

2.2.2. The Berkshire Gas Company (Massachusetts)

Berkshire Gas est une filiale de Avangrid Inc qui desservait en 2019 39 288 clients dans 20 communautés du Massachusetts occidental. Près de 35 000 des clients de l'entreprises se situent dans le secteur résidentiel.

En 2018, la compagnie s'est adressée au Department of Public Utilities (DPU) pour faire approuver une augmentation dans les tarifs de distribution du gaz naturel. Le précédent dossier tarifaire était survenu en 2002.

En janvier 2019, le DPU a approuvé un règlement hors cour intervenu entre Berkshire Gas et le Procureur général du Commonwealth du Massachusetts. En vertu de ce règlement, l'augmentation des taux a été approuvé selon un modèle de **coût de service** basé sur un taux de rendement de 9,70% et un ratio de fonds propres de 54%²⁷ et de 46% de dette à long terme. De plus, l'entente crée un **mécanisme de découplage des revenus** et un suivi des dépenses de pension.

Ainsi, depuis février 2019 et en vertu de la création d'un mécanisme de découplage des revenus, Berkshire Gas a commencé à enregistrer les revenus découlant du

²¹ Numéro de dossier 13-078-U

²² Le *Tax Cuts and Jobs Act of 2017* introduit plusieurs changements réduisant, entre autres, les taux d'imposition sur le revenu et augmentant certaines déductions admissibles. En réduisant le taux d'imposition des entreprises, le taux de rendement des capitaux propres augmente. Afin que le taux de rendement des capitaux propres redescende au niveau permis, les tarifs baissent, au bénéfice des consommateurs.

²³ Numéro de dossier 18-053-TF

²⁴ Dans le dossier numéro 13-078-U pour cette classe

²⁵ Tel qu'approuvé par le dossier numéro 07-077-TF

²⁶ En vertu du Arkansas Code § 23-4-501

²⁷ D.P.U. 18-40-B

programme de revenus alternatifs (Alternative Revenue Program). Ces montants peuvent être inclus dans le prix de service de l'entreprise facturé à ses clients, et ce, trimestriellement²⁸. **Le mécanisme de découplage des revenus consiste à comparer les revenus de base par client avec les revenus de base par client approuvés par le département. La clause d'ajustement des revenus découplés élimine le lien entre les ventes et les revenus de l'entreprise, ce qui favorise la réduction de la consommation par les consommateurs**²⁹.

La clause d'ajustement de la distribution inclut les coûts en lien avec le mécanisme de recouvrement des coûts de retraite qui seront récupérés à travers les dépôts annuels de rapprochement (en anglais « annual reconciliation filings »)³⁰.

Le règlement prévoit une **clause de non-participation** (en anglais « stay-out clause ») qui stipule que l'entreprise ne pourra pas déposer une demande pour faire modifier sa grille tarifaire de base avant novembre 2021³¹. La période couverte par cette clause couvrirait ainsi près de trois ans.

Berkshire Gas dispose d'une clause d'ajustement saisonnier pour le coût du gaz acheté qui lui permet de récupérer les coûts prudemment encourus pour s'approvisionner en gaz naturel. Cette clause a pour effet de pratiquement éliminer le risque d'exposition aux fluctuations du prix du gaz naturel auxquelles l'entreprise est confrontée³².

L'entreprise peut également s'adresser au Department of Public Utilities pour pouvoir récupérer des coûts incrémentaux en lien avec des investissements de sécurité ou de fiabilité ou des dépenses reliées à des nouvelles exigences réglementaires ou légales adoptées après la date du règlement intervenu entre les parties. Tout mécanisme de recouvrement des coûts supplémentaires peut être soumis au Département pour approbation.

Enfin, Berkshire Gas peut déposer une demande d'ajustement à mi-période si ses revenus réels diffèrent de plus de 10% du niveau des revenus de référence³³.

2.2.3. Empire District Gas et Liberty Energy DBA Utilities (Missouri)

Empire District Gas est une filiale de Liberty Utilities et compte 42 500 (2019) clients dont 37 523 clients résidentiels. En raison d'un déclin persistant de l'utilisation du gaz naturel par client, l'entreprise a demandé une hausse de ses tarifs de base en 2009³⁴.

Œuvrant en **coût de service**, la compagnie dispose d'une clause d'ajustement du prix du gaz et d'une clause d'ajustement des coûts réels. Ainsi, elle doit déposer une demande à chaque année auprès de la Commission des Services Publics du Missouri.

Il convient de mentionner que l'année du test a été normalisée en ce qui a trait aux conditions météorologiques afin de représenter une année type.

En 2018, Empire District Gas et le personnel de la Commission des Services Publics du Missouri sont parvenus à un accord pour refléter les impacts du *Tax Cuts and Jobs Act of 2017*. Outre la réduction des tarifs de base, l'accord prévoit que l'entreprise ne pourra pas appliquer pour une réforme de son dossier tarifaire avant le 1er janvier 2020³⁵.

En ce qui a trait à Liberty Utilities, la compagnie recensait, en 2019, quelque 52 343 clients dont 45 685 sont des clients résidentiels. Liberty Utilities opère similairement à Empire District Gas. Liberty Utilities dispose d'un avenant de normalisation météorologique. Elle peut également charger un supplément pour les coûts encourus pour le remplacement de son système d'infrastructure quoiqu'aucun ne soit en vigueur pour le moment³⁶. Même s'il existe un délai entre la prise en compte des conditions météorologiques d'une saison particulière dans l'avenant de normalisation météorologique, l'impact sur la facture de consommation est estimé ne pas être significatif³⁷.

²⁸ KPMG (2020). *The Berkshire Company audited financial statements as of and for the years ended December 31, 2019 and 2018*.

²⁹ *The Berkshire Gas Company – Revenue Decoupling adjustment clause – M.D.P.U No. 548*

³⁰ *Témoignage de David A. Heintz; D.P.U. 18-40*

³¹ *ibid*

³² KPMG (2020). *The Berkshire Company audited financial statements as of and for the years ended December 31, 2019 and 2018*

³³ *D.P.U. 18-40 / May 1, 2020 Compliance filing attachment 1*

³⁴ *Témoignage de William L. Gipson. YG-2009-0855.*

³⁵ *GR-2018-0229*

³⁶ *P.S.C MO. No. 2 – 3rd Revised Sheet No.2 Effectif 8 juillet 2018.*

³⁷ *Témoignage de Timothy S. Lyons. GR-2018-0013*

Dans un témoignage devant la Commission en 2018, un expert mentionnait que l'utilisation de **suivi des coûts**, comme la clause d'ajustement du prix du gaz acheté, est intéressante lorsqu'ils sont appliqués à des coûts ayant un impact substantiel et qu'ils sont difficiles à prévoir de façon précise. Ainsi, **un des bénéfices importants des suivis de coûts est qu'ils réduisent significativement la fréquence des dossiers tarifaires et, incidemment, les coûts** associés pour l'ensemble des parties impliquées. La possibilité de charger un supplément pour le remplacement de son système d'infrastructure fait partie des suivis des coûts en capital.

Il convient de mentionner que l'année du test a été normalisée en ce qui a trait aux conditions météorologiques afin de représenter une année type, et ce, autant pour Empire Gas District que pour Liberty Energy.

2.2.4. Northwestern Energy (Nebraska et Dakota du Sud)

Northwestern Energy compte 42 597 clients au Nebraska et 46 905 clients au Dakota du Sud. Les clients résidentiels forment la grande majorité de la clientèle de l'entreprise.

Au Nebraska, les dossiers tarifaires sont déclenchés à la demande de la compagnie lorsque cette dernière en formule la demande à la Nebraska Public Service Commission. Toutefois, en vertu de Neb. Rev. Stat. Section 66-1803, une compagnie de distribution de gaz de naturel peut ne pas être assujettie à la juridiction de la commission si elle satisfait à certaines conditions, notamment la conclusion d'une entente avec la ville dans laquelle l'entreprise fournit des services de gaz naturel et en vertu de laquelle les termes et conditions ainsi que les taux applicables sont définis³⁸. Dans le cas de Northwestern Energy (Nebraska), la compagnie dessert trois communautés et un village au Nebraska et **elle a décidé de négocier directement avec ces villes**³⁹.

Au Dakota du Sud, Northwestern Energy détient les droits exclusifs pour desservir 25 municipalités, ce qui représente une population de plus de 225 000 habitants⁴⁰. Dans le cas du dossier tarifaire NG11-003 pour lequel l'année de test ajustée se terminait le 31 décembre 2010, un accord est intervenu entre les parties pour établir les besoins de revenus dans le cadre d'une approche en **coût de service**⁴¹. Le taux de

rendement proposé de 8,68%, qui s'établissait en-deçà des comparables mis de l'avant lors des procédures, s'explique par les faibles coûts de la dette et par la réduction du coût des capitaux propres demandé. À l'instar de plusieurs des compagnies préalablement discutées, l'entreprise dispose d'une **clause de coût d'approvisionnement en gaz naturel**. Des ajustements mensuels sont donc apportés au coût du gaz naturel afin de refléter ces coûts variables. D'ailleurs, la composante d'approvisionnement en gaz naturel représenterait 63% des composantes tarifaires mensuelles pour les clients commerciaux⁴².

2.2.5. Vermont Gas Systems (Vermont)

La compagnie Vermont Gas Systems est la seule compagnie de gaz naturel autorisée à opérer dans l'État du Vermont et, depuis le 1 octobre 2019, **elle opère selon un Plan de régulation alternatif**. Le Plan qui était supposé arriver à échéance le 30 septembre 2020, a été prolongé jusqu'au 30 septembre 2021⁴³. En dépit de sa courte durée, la première clause du Plan prévoit la possibilité, autant pour la compagnie que pour le Département of Public Service, de s'adresser à la Public Utility Commission pour la mise en place d'un nouveau plan de régulation alternatif pour la compagnie. Vermont Gas Systems et la Commission étaient d'avis qu'il était plus prudent de prolonger la durée du Plan de régulation alternatif actuel plutôt que de commencer les démarches pour établir un nouveau plan de trois ans en ce qui a trait aux tarifs et aux investissements en capital, et ce, en raison de la pandémie de COVID-19 et de ses impacts économiques et sociaux, qui demeurent encore difficiles à estimer⁴⁴.

Le Plan prévoit que la compagnie opérera en **coût de service** et il détaille notamment les modalités de l'ajustement trimestriel de ses taux que la compagnie pourra effectuer en lien avec la clause d'ajustement de l'approvisionnement en gaz naturel. En effet, puisque les coûts relatifs à l'approvisionnement en gaz naturel constituent la majorité des coûts totaux de la compagnie⁴⁵, l'objectif poursuivi par ce Plan était de mettre à jour les coûts en lien avec le gaz naturel par un procédé défini par ce Plan plutôt que par des enquêtes

³⁸ Il s'agit d'une traduction libre. Nous recommandons au lecteur de se référer à l'article Neb. Rev. Stat. Section 66-1803 (1) et (2) pour davantage de précisions.

³⁹ Ceci nous a été confirmé par courriel par une représentante de la Nebraska Public Service Commission

⁴⁰ Northwestern Energy (2020), South Dakota – Nebraska at a glance; Northwestern Energy dénombrait davantage de clients de ses

services d'électricité que ses services de distribution de gaz naturel dans un proportion d'environ 57%-43% respectivement

⁴¹ NG11-003 Cost of service Settlement 10-28-2011

⁴² Northwestern Energy (2020), South Dakota – Nebraska at a glance

⁴³ Dossier no 19-3529-PET

⁴⁴ Ibid

⁴⁵ <https://puc.vermont.gov/natural-gas/gas-alternative-regulation>

et des litiges⁴⁶. Ainsi, la clause d'ajustement du prix d'approvisionnement en gaz naturel est définie par une formule dont les modalités de calcul des variables sont prévues d'avance par le Plan, ce qui réduit le besoin de réglementation. Toutefois, la Commission conserve son pouvoir d'enquête afin de s'assurer de la prudence des coûts liés au gaz naturel chargés aux clients de Vermont Gas Systems.

2.2.6. Zia Natural Gas (Nouveau-Mexique)

Zia Natural Gas a appliqué en 2018 pour un nouveau dossier tarifaire, car les tarifs permis par le précédent dossier tarifaire (2007) ne permettaient plus de réaliser le taux de rendement sur les capitaux propres approuvé dans le dossier tarifaire de 2007⁴⁷. Parmi les raisons avancées par la compagnie, il est possible de mentionner la hausse des coûts d'opération ainsi que les réinvestissements qui ont suivi l'acquisition de Rio Grande Natural Gas Association en 2011.

Des clauses de normalisation météorologiques et des ajustements pour tenir compte du prix du gaz permettent à l'entreprise des ajustements pour tenir compte des coûts variables.

En outre, l'entreprise est relativement représentative des compagnies opérant en coût de service et pour lesquels, les dossiers tarifaires sont peu fréquents, car elle réalise généralement le rendement sur les capitaux propres permis.

2.3. Systèmes canadiens d'intérêt

Tel que mentionné précédemment en début de section, des exemples ontarien, albertain et nouveau-brunswickois sont présentés.

2.3.1. Ontario

En 2012, la Commission de l'Énergie de l'Ontario (CÉO) a adopté un nouveau cadre pour la réglementation des tarifs de distribution d'électricité. Bien que ces principes fussent développés spécifiquement pour les distributeurs d'électricité, la Commission de l'Énergie de l'Ontario a indiqué que les principes décrits dans le cadre réglementant les tarifs de distribution d'électricité s'appliquent également à tous les services publics réglementés, incluant, entre autres, les services publics de distribution de gaz naturel. Un aspect fondamental de cette approche est **l'évolution vers une approche axée sur les résultats**, et ce, dans le but de mieux répondre aux préférences des consommateurs, d'augmenter

la productivité des distributeurs et de promouvoir l'innovation.

La CÉO a rédigé un guide visant à accompagner les entreprises dans la préparation des dossiers tarifaires et dans l'élaboration des tarifs applicables. Ainsi, les dossiers tarifaires doivent inclure les composantes suivantes : un plan d'affaires, des données historiques et des données prévisionnelles, et les modèles tarifaires qui démontrent comment les tarifs proposés s'appuient sur les données⁴⁸.

La CÉO mentionne avoir recours à plusieurs outils pour l'aider dans son travail de révision qui incluent l'analyse de tendance, l'analyse coûts-bénéfices, l'examen des processus de diligence raisonnable des distributeurs, et une approche de benchmarking ou d'autres instruments analytiques. La commission procède à une analyse comparative des coûts totaux des distributeurs d'électricité en utilisant un modèle économétrique pour produire des classements d'efficacité et ainsi assigner chaque distributeur à l'un des cinq groupes basés sur leur performance à l'égard des coûts totaux⁴⁹. En ce qui a trait aux autres entreprises de services publics (ex : distributeur de gaz naturel), il est attendu que ces entreprises proposeront une fiche d'évaluation inspirée par ce qui prévaut pour les distributeurs d'électricité, mais qui inclut des critères de performance applicables à leur marché et pour lesquels des objectifs et des résultats tangibles peuvent être identifiés. L'élaboration d'un indice sur mesure qui réduira l'augmentation des prix que pourra appliquer l'entreprise ne devrait pas être inférieure au facteur X approuvé par la CÉO pour les plans à plafonnement des tarifs d'une durée de cinq ans⁵⁰.

Les entreprises de distribution de gaz naturel peuvent choisir entre deux plans : un plan sur mesure proposé par l'entreprise visant à fixer les tarifs pour plusieurs années ou un plan incitatif où les tarifs seront fixés durant quatre ans et la première année s'effectuera en coût de service. La CÉO s'attend à ce qu'il n'y ait pas de dossier tarifaire ou de mise à jour annuelle durant la période de cinq ans, à l'exception de l'approbation des comptes de report et d'écarts établis.

Dans le passé, la CÉO a déjà approuvé l'inclusion d'un facteur Z, qui permet le recouvrement de coûts liés à des événements fortuits, pour les distributeurs de gaz naturel et de tels

⁴⁶ Case No. 19-2932-PET; <https://puc.vermont.gov/vermont-gas-systems-alternative-regulation-plan>

⁴⁷ Témoignage de Leslie A. Graham. Dossier no. 18-00018-UT

⁴⁸ OEB (2016). Handbook for Utility Rate Applications

⁴⁹ Ibid

⁵⁰ Ibid

mécanismes peuvent donc être proposés lors de dossiers tarifaires futurs, surtout dans le cadre d'un plan sur mesure.

Les plans tarifaires étant axés sur la productivité, l'entreprise peut garder certains revenus qui dépassent le taux de rendement des fonds propres approuvé par la CÉO pourvu qu'ils ne soient pas excessifs. À cet égard, il est usuel pour une entreprise d'inclure un **mécanisme de partage des revenus** pour protéger les clients dans les cas où les revenus deviendraient excessifs. Toutefois, la CÉO ne requiert pas l'inclusion d'un tel mécanisme dans les plans tarifaires sur mesure. Le raisonnement sous-jacent est que, si ces mécanismes protègent les consommateurs dans les cas où les revenus deviendraient excessifs, ils peuvent aussi réduire les incitatifs qu'aura l'entreprise à augmenter sa productivité. Dans les cas où la première année d'un terme de cinq ans s'effectue en coût de service, les gains de productivité auquel un distributeur est parvenu au cours du terme précédent seront entièrement transmis aux clients lors du terme subséquent, d'où l'importance de ne pas réduire les incitatifs à accroître la productivité de l'entreprise. Dans tous les cas, il est suggéré que, si un mécanisme de partage des revenus était mis en place, il devrait évaluer l'ensemble des revenus obtenus à la fin du terme par opposition à une évaluation annuelle qui serait contraire avec les objectifs de l'approche qui vise à réduire le besoin en mises à jour périodiques⁵¹.

En Ontario, il n'y a que deux distributeurs de gaz naturel régis par la CÉO : Enbridge Gas et EPCOR Natural Gas. La disparité de taille est toutefois considérable comme en témoigne le fait qu'en 2019, les revenus d'EPCOR Natural Gas s'établissaient à moins d'1% de ceux d'Enbridge Gas⁵².

EPCOR Natural Gas compte un peu plus de 9000 clients dans le Sud-Ouest de l'Ontario. En 2020, la base tarifaire de l'entreprise a été réinitialisée dans le cadre d'un dossier tarifaire. Le précédent dossier tarifaire avait été déposé pour établir les tarifs de 2011. Le plan tarifaire qui s'applique à EPCOR est le suivant : les tarifs pour 2020 sont établis en fonction du coût de service alors qu'ils seront établis selon un mécanisme incitatif pour la période allant du 1 janvier 2021 au 31 décembre 2024⁵³. Dans la première phase des procédures, les parties sont parvenues à un accord total sur tous les enjeux. La CÉO a analysé la proposition d'entente et a conclu que les résultats sont raisonnables autant pour EPCOR que pour ses clients⁵⁴. Les parties se sont aussi

entendus pour que les coûts en capital de quatre projets pour adresser les enjeux d'intégrité du système soient traités lors d'un dossier tarifaire futur ou dans la deuxième phase des procédures du présent dossier tarifaire, l'enjeu étant l'inclusion ou non de ces coûts dans la base tarifaire.

Ainsi, l'entente prévoit un mécanisme d'ajustement annuel des prix où le facteur d'étirement est de 0,4 et l'utilisation d'un facteur Z pour permettre les ajustements en cas de coûts provenant d'événement fortuits, un facteur Y et un mécanisme de partage des revenus selon lequel l'entreprise retournerait 50% des revenus dépassant un seuil de 150 points de base par rapport au taux de rendement des capitaux propres approuvé par la CÉO⁵⁵.

Enfin, nous avons omis de l'analyse Kitchener Utilities et Utilities Kingston puisque les tarifs de ces entreprises ne sont pas règlementés par la CÉO. En effet, en vertu de la *loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, L.O. 1998, chap. 15, annexe B, 36 (8)*, l'article 36 concernant la réglementation des entreprises de services publics de gaz naturel ne s'applique pas à « une municipalité ou à la commission municipale de services publics qui transporte ou distribue du gaz en vertu de la Loi sur les services publics la veille de l'entrée en vigueur de cet article ».

2.3.2. Alberta

En 2010, la Alberta Utilities Commission a invité les parties intéressées à participer à l'élaboration et à la mise en place de mesures de réglementation incitatives. La Commission conclut qu'il y a un accord généralisé en ce qui a trait à cinq principes fondateurs concernant les mesures de réglementation incitatives. Ces principes mettent l'accent sur certains éléments:

1. L'importance de créer les mêmes incitatifs d'efficacité que ceux qui prévalent dans un marché compétitif
2. La possibilité pour l'entreprise de recouvrer les coûts encourus prudemment, incluant un taux de rendement sur les capitaux propres équitable
3. Les mesures de réglementation incitatives devraient être simples à comprendre, à mettre en place et à administrer, et ce, afin qu'elles réduisent le fardeau réglementaire
4. Les mesures de réglementation incitatives devraient être modulable à chaque compagnie en fonction des réalités qui lui sont propres.

⁵¹ Ibid

⁵² 2019 Yearbook of Natural Gas Distributors

⁵³ Decision and interim rate order- phase 2, EB-2018-0336, 24 octobre 2019

⁵⁴ Decision and interim rate order, EB-2018-0336, 4 juillet 2019

⁵⁵ Ibid

5. Les mesures de réglementation incitatives doivent être bénéfiques autant pour les entreprises que pour les clients⁵⁶.

En 2015, la Commission a proposé de poursuivre les mesures de réglementation incitative des entreprises de services publics électriques et gazières dans le respect des cinq principes ci-haut énoncés et qui avaient guidé la première génération de mesures de réglementation incitatives⁵⁷. Comme le mentionne la Commission dans sa décision 20414-D01-2016 (Errata), la première étape lors de la mise en place d'une nouvelle génération de mesures de réglementation incitatives est de rétablir le lien entre les revenus et les dépenses d'une entreprise de services publics. Ainsi, si une entreprise a été capable de réaliser des économies de coûts découlant d'une augmentation de l'efficacité lors du terme précédent, ces économies sont intégrées aux nouveaux besoins de revenus et, incidemment, aux nouveaux taux, ce qui est au bénéfice des consommateurs pour la prochaine période⁵⁸.

Pour les fins de la comparaison avec Gazifère, la compagnie AltaGas Utilities semble offrir un niveau de clientèle acceptable (environ 60 000 clients⁵⁹). Toutefois, la décision 20414-D01-2016 (Errata) s'applique à quatre entreprises de services publics de distribution d'électricité et deux de distribution de gaz naturel (AltaGas et ATCO Gas) et, à cet égard, il n'appert pas y avoir de particularités réglementaires applicables à AltaGas. L'intérêt de la comparaison avec l'Alberta est par conséquent plus général que spécifique. Il est aussi possible de mentionner qu'avant les deux générations de mesures réglementaires incitatives, AltaGas a opéré en coût de service jusqu'en 2012.

La nouvelle génération de mesures de réglementation incitatives couvre la période 2018 à 2022. À l'instar de ce qui prévalait à la période précédente, des mesures de réglementation incitatives à plafonnement des tarifs s'appliquera aux entreprises de distribution d'électricité alors que **le plafonnement des revenus par client** sera appliqué pour les entreprises de distribution de gaz naturel. La Commission a exprimé une préférence pour une approche qui vise à **établir le facteur X en fonction d'un taux de croissance moyen de la productivité de long terme dans le secteur**⁶⁰.

Dans sa décision 2012-237, la Commission avait retenu les services de consultants externes pour estimer la croissance de la frontière des possibilités de production. L'étude retenue couvrait 72 entreprises américaines œuvrant dans les services publics électriques et gaziers pour la période 1972-2009. La Commission n'a pas choisi de retenir les services de consultants externes pour la détermination du facteur X dans la nouvelle génération de mesures de réglementation incitatives (2018-2022), mais il était possible pour les intervenants de soumettre de nouvelles études s'ils le désiraient.

À cet égard, trois études portant sur le facteur X et la croissance de la productivité de long terme du secteur ont été présentées à la Commission et la variance considérable dans le facteur estimé par ces études amène la Commission à conclure qu'il n'existe probablement pas de valeur unique, mais plutôt un intervalle de valeurs⁶¹. Ainsi, le facteur X, incluant un facteur d'étalonnage a été considérablement réduit à 0,3 comparativement à 1,16 pour la période précédente. Cette réduction est partiellement explicable par une décroissance de la frontière des possibilités de production du secteur au cours de neuf des 15 et de sept des neuf dernières années telle que soulevée par deux des études soumises par les intervenants. La Commission accepte que des telles variations puissent survenir à court terme, mais elle est dubitative face à la possibilité que cette tendance puisse persister à long terme, ce qui explique pourquoi la Commission refuse d'inclure une disposition empêchant les termes I-X de résulter en une variation négative.

La structure des mesures de réglementation incitatives prévoit l'inclusion de facteurs I, Y et Z et ils demeurent inchangés par rapport à la période précédente. Un suivi des dépenses en capital est aussi prévu pour lequel la Commission approuve la méthodologie de calcul dans la décision ci-haut mentionnée.

⁵⁶ Traduction libre. Voir Decision 2012-237 paragraphe 28 pour davantage de précisions sur ces principes.

⁵⁷ Decision 20414-D01-2016 (Errata)

⁵⁸ Voir paragraphe 26

⁵⁹ <https://ucahelps.alberta.ca/retailer-details.aspx?id=17>

⁶⁰ Decision 2009-035; Decision 2012-237; Decision 20414-D01-2016

⁶¹ La différence dans les données et les hypothèses utilisées expliquent cet écart

2.2.3. Nouveau-Brunswick

Liberty Utilities a fait l'acquisition de Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick, laquelle a été approuvée par la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick et la Province du Nouveau-Brunswick en 2019⁶². La compagnie opère en **coût de service**. L'examen des états financiers est mené par la Commission afin de s'assurer que le rendement des capitaux propres est raisonnable et conforme aux dispositions de la Loi de 1999 sur la distribution du gaz.

L'article 52.03 de cette loi fixe le mécanisme de partage qui prévaut entre les activités ayant eu lieu entre le 1er janvier 2017 et le 31 décembre 2019. Selon cet article, si le rendement des capitaux propres réel est supérieur à 10,9%, la différence entre 10,9% et 200 points de base est portée au crédit du solde du compte de report réglementaire alors que le 50% de la partie supérieure à 200 points de base est portée au crédit du solde du compte de report réglementaire, l'autre 50% étant appliqués pour réduire les besoins en revenus du titulaire de la concession générale pour l'année suivante. Ainsi, pour l'année 2018, le taux de rendement des capitaux propres de Liberty Utilities s'est élevé à 15,53%, ce qui a mené à l'application de l'article 52.03 pour le partage du rendement excédentaire. Le budget d'exploitation et d'entretien pour l'année 2020 est déterminé par une moyenne simple des affectations réelles de l'entreprises pour la période allant de 2013 à 2018 sans facteur d'inflation.

Pour la répartition des coûts pour l'année 2020, Liberty Utilities a utilisé le modèle de répartition des coûts approuvé par la Commission dans sa décision du 23 décembre 2014. Dans une autre décision de décembre 2019, la Commission a approuvé les modifications à l'analyse des coûts du service telle que proposé dans le rapport de Industrial Economics Inc.

⁶² Ordonnance – Instance 453 – EGNB Demande d'approbation des taux de 2020

3. Synthèse et considérations

La présente section vise à offrir au lecteur une synthèse et une analyse des divers éléments présentés à la précédente section. Ainsi, cette section permet non seulement de regrouper des caractéristiques présentes dans plus d'une juridiction/entreprise, mais elle offre aussi un regard critique sur l'intérêt et la transposabilité à Gazifère.

Le tableau qui suit offre dans un premier temps un sommaire des caractéristiques des juridictions/entreprises analysées.

Synthèse des différentes approches réglementaires

2020, Entreprises de taille similaire à Gazifère

Entreprise	Localisation	Modèle en coût de service			Règlementation incitative	Présence d'avenant	Fréquence des dossiers tarifaires	Entente négociée	Clause de non participation
		Standard	Modifié	Particularités					
Arkansas Oklahoma Gas Corporation	Arkansas	Oui			Non	Oui	Sur demande	Non	Non
Berkshire Gas Company	Massachusetts		Oui		Non	Oui	Sur demande	Partiellement	Oui
Empire District Gas	Missouri	Oui		Mécanisme découplage des revenus	Non	Oui	Sur demande	Partiellement	Oui
Liberty Energy DBA	Missouri	Oui			Non	Oui	Sur demande	Non	Non
Northwestern Energy	Nebraska					NA	Sur demande	Oui	Non
	Dakota du Sud	Oui			Non	Oui	Sur demande	Partiellement	Non
Vermont Gas Systems	Vermont		Oui	Plan altern. Besoin enquêtes réduit	Non	Oui	3 ans	Non, mais partiellement dans le plan de 2012 (facteur X)	Non
Zia Natural Gas	Nouveau Mexique	Oui			Non	Oui	Sur demande	Non	Non
EPCOR	Ontario	Non			Oui	Oui	5 ans minimum	Partiellement	Partiellement
Liberty Utilities	Nouveau-Brunswick	Oui			Non	Non	Annuelle	Non	Non
AltaGas	Alberta	Non			Oui	Oui	5 ans	Non	Partiellement

Source : Analyse Aviseo Conseil

3.1. États-Unis

Au sein des juridictions américaines et pour les entreprises comparables identifiées, il appert que le modèle en coût de service soit privilégié. Les coûts fixes sont généralement recouverts à travers une charge mensuelle fixe. En ce qui a trait aux coûts variables, la clause d'ajustement pour le prix d'approvisionnement en gaz naturel est fréquemment utilisée et elle protège l'entreprise contre les variations du prix du gaz naturel. Cette clause est présente pour l'ensemble des entreprises américaines analysées hormis Northwestern Energy Nebraska qui négocie directement avec les villes et villages. L'avenant de normalisation météorologique (par exemple : Arkansas Oklahoma Gas, Liberty Energy DBA) apporte une certaine prévisibilité autant pour les clients que pour l'entreprise en corrigeant pour les conditions météorologiques.

Lorsque l'entreprise opère en coût de service, une année de test est utilisée pour établir les besoins de revenus d'une entreprise afin qu'elle réalise un rendement juste et équitable. L'utilisation de variables normalisées pour les conditions météorologiques ayant prévalu lors de l'année du test appert pertinente si les besoins de revenus ne sont pas réévalués fréquemment, voir annuellement. Par exemple, avant les ajustements découlant du *Tax Cuts and Jobs Act de 2017*, le dernier dossier tarifaire d'Empire District Gas remontait à 2009. D'ailleurs, si les coûts fixes ne varient pas beaucoup annuellement, qu'ils sont recouverts à travers des charges fixes et que le risque lié au coût d'approvisionnement en gaz naturel est éliminé grâce à une clause d'ajustement du coût d'approvisionnement en gaz naturel, la nécessité d'un dossier tarifaire s'en trouve réduite pour autant que les conditions de marchés demeurent sensiblement les mêmes.

En ce qui a trait à l'allègement du fardeau réglementaire, il est possible de dénoter quelques pratiques inspirantes. Le nouveau mécanisme de découplage des revenus mis en place par Berkshire Gas Company permet d'éliminer l'impact d'une réduction de consommation de la part de ses clients en réconciliant, de façon biannuelle, le revenu moyen réellement réalisée par classe de client avec celui accordé par la Commission. Ce mécanisme encourage la réduction de la consommation du gaz naturel, lequel peut être souhaitable d'un point de vue environnemental, sans pour autant affecter la santé financière de l'entreprise. L'alignement des intérêts corporatif, sociétal et des consommateurs peut être vu comme étant une des forces de ce mécanisme. **De plus, puisqu'il évalue le revenu moyen par type de client, par opposition à l'ensemble des clients, il tient compte qu'un nouveau client résidentiel n'induit pas les mêmes revenus et**

dépenses qu'un nouveau client commercial ou industriel. La mise en place d'une clause d'exclusion pour une certaine période de temps s'ajoute au mécanisme de découplage des revenus pour alléger le fardeau réglementaire de l'entreprise.

Il existe aussi une certaine similitude entre Northwestern Energy Nebraska et Gazifère qui va au-delà de la taille de la clientèle de ces entreprises et qui concerne la concentration géographique de leur clientèle. En effet, Gazifère dessert essentiellement la grande région de Gatineau et Northwestern Energy Nebraska offre ses services dans trois communautés et un village. Or, la possibilité de négocier directement avec les villes desservies par l'entreprise permet à Northwestern Energy Nebraska de réduire son fardeau administratif pour autant que le processus de négociation soit moins coûteux que le processus réglementaire, lequel a le potentiel de faire l'objet d'un litige. Comme il en fut question précédemment, **au Nebraska, une disposition prévoit expressément la possibilité pour une entreprise de négocier directement avec une ville ou un village qu'il dessert.**

Au Québec, une telle approche nous semblerait difficile pour une question de compétence ; même une ville de la taille de Gatineau devrait développer son expertise en la matière, ce qui pourrait même dédoubler des efforts avec ceux de la Régie. La transposabilité d'un tel dispositif à Gazifère dépend également des lois et règlements en vigueur.

D'ailleurs, l'aspect de négociation et la conclusion d'les parties reviennent fréquemment dans le cadre des entreprises américaines. Outre la situation propre au Nebraska, Northwestern Energy Dakota du Sud et Berkshire Gas ont aussi conclu des ententes lors de leurs dossiers tarifaires pour déterminer certains paramètres. Par exemple, au Dakota du Sud, Northwestern Energy s'est entendu avec les parties pour établir les besoins de revenus de l'entreprise dans le cadre d'une approche en coût de service, réduisant ainsi non seulement les coûts associés à un litige potentiel, mais également lié à l'incertitude de son issue. L'entente doit bien sûr satisfaire aux exigences qui prévalent, c'est-à-dire que les tarifs qui en découlent doivent être justes et raisonnables.

Le cas de Vermont Gas revêt des particularités intéressantes. Depuis, 2006, l'entreprise opère en vertu d'un plan de réglementation alternatif, bien que certains paramètres aient changé avec le temps. Par exemple, en 2012, **le plan alternatif incluait un taux de rendement des capitaux propres variant chaque année en fonction du taux des bons du trésor 10**

ans⁶³. Il incluait aussi une forme de plafonnement des revenus, lesquels étaient ajustés annuellement en fonction de l'inflation et d'un paramètre de productivité (X) négocié entre les parties. **Le nouveau plan alternatif proposé par Vermont Gas pour la période 2021-2024 inclut une première année en coût de service et une augmentation prédéterminée des besoins de revenus.**

Étant donné que les coûts associés à l'approvisionnement en gaz naturel sont couverts à travers une clause d'ajustement pour le prix d'approvisionnement en gaz naturel, les besoins de revenus sont principalement constitués des dépenses de fonctionnement⁶⁴. En fixant l'augmentation près du niveau d'inflation, l'entreprise est encouragée à réduire ses coûts. Le plan proposé inclut un mécanisme de partage des revenus pour toute variation supérieure à 50 points de base (75% clients-25% entreprise) dans le cas d'une variation positive ou négative (50% clients- 50% entreprise)⁶⁵. Non seulement la compagnie a-t-elle une plus grande prévisibilité pour la période couverte par l'entente, mais elle réduit ses coûts réglementaires avec la réduction des examens exhaustifs périodiques du coût du service, ce qui est aussi au bénéfice des clients⁶⁶. Puisque les tarifs sont initialement établis en coût de service et que le plan inclut, entre autres, des ajustements trimestriels des tarifs en fonction du coût d'approvisionnement en gaz naturel et une normalisation météorologique ainsi qu'un nombre significatif de suivis de dépenses comme les dépenses en capital, il peut être affirmé que les tarifs ainsi calculés demeureront justes et raisonnables sur l'ensemble du terme, notamment en raison du mécanisme de partage⁶⁷. Vermont Gas fournit un exemple d'un plan pluriannuel qui sort des paramètres fréquemment établis pour les entreprises de services publics tout en s'assurant que les taux demeurent justes et équitables.

3.2 Canada

Parmi les juridictions (et entreprises) canadiennes analysées, le Nouveau-Brunswick (Liberty Utilities) retient une approche très similaire à ce qui prévaut pour Gazifère au Québec. Le fait que le rendement des capitaux propres et le mécanisme de partage soient inscrits dans la Loi de 1999 sur la distribution du gaz diffère de la situation au Québec, mais

pour l'essentiel, nous n'avons pas recensé de différence notable dans le cadre réglementaire qui puisse servir de pratique inspirante.

L'Ontario et l'Alberta ont adopté des approches substantiellement différentes de ce qui prévaut aux États-Unis. En misant sur la productivité, ces provinces incitent les entreprises électriques et gazières à augmenter leur productivité pour le bien-être des entreprises et de leurs clients. À court terme, les entreprises peuvent profiter d'une réduction de leurs coûts ou d'une augmentation de productivité en réalisant un taux de rendement supérieur au rendement autorisé. En conservant au moins une partie, l'entreprise a certainement un intérêt financier à être plus productive. À court terme, les clients obtiennent un gain anticipé à travers le paramètre d'étirement dans le facteur X ainsi que, le cas échéant, une partie des bénéfices à travers le mécanisme de partage lorsqu'il est présent.

Toutefois, puisque la première année d'un nouveau plan est généralement effectuée en coût de service, l'entièreté des économies et des gains de productivité est transférée aux clients pour la prochaine période, car le gain de productivité est intégré aux nouveaux besoins de revenus et, incidemment, aux tarifs. Le principal problème de l'application de ce type de cadre réglementaire à Gazifère est le nombre limité d'entreprises de distribution de gaz naturel au Québec (deux) et la taille de Gazifère. Dans la détermination du facteur X, il est commun de réaliser des études sur la productivité multifactorielle⁶⁸ du secteur dans le cadre d'une analyse d'étalonnage. Ces études peuvent être coûteuses comme en témoignent les frais de plus de 600 000 \$⁶⁹ qui ont été réclamés pour, entre autres, une étude sur la croissance de la productivité multifactorielle.

D'un point de vue purement économique, les plans incitatifs sur plusieurs années devraient résulter en des gains sociétaux supérieurs en raison de l'incitatif d'augmenter la productivité. Il semble qu'il s'agisse également d'un constat empirique puisqu'une étude trouve que la croissance de la productivité multifactorielle serait significativement plus élevée pour les entreprises qui opèrent en fonction d'un plan pluriannuel incitatif et ce type de plan favoriserait une

⁶³ Dossier numéro 7803 et 7843, 21 août 2012

⁶⁴ Témoignage de Ashley Wainer – Dossier no. 19-3529

⁶⁵ Témoignage de Jill Pfenning – Dossier no. 19-3529

⁶⁶ Ibid

⁶⁷ Ibid

⁶⁸ Il s'agit de la croissance de la production qui n'est pas attribuable à l'augmentation de l'un des facteurs de production et compte tenu

de la technologie existante. Pour plus de détails sur la mesure de la productivité multifactorielle, voir Baldwin et Gu (2013).

⁶⁹ Les frais octroyés par la Commission de l'énergie de l'Alberta furent réduits à 491 490\$, notamment en raison d'un nombre d'heures facturées jugé excessif.

économie de coûts cumulatifs de 3%-10% sur une période de 10 ans⁷⁰.

En considérant que le facteur X s'établit généralement entre 0 et 1 et que les coûts de la détermination du facteur X peuvent parfois être importants, un équilibre doit être atteint afin que la réduction du fardeau réglementaire visée par le plan incitatif donne lieu à une réduction des charges administratives et financières. **Dans le cas du plan alternatif de Vermont Gas de 2012, le facteur X a été négocié entre les parties**, quoique la Commission avait averti la compagnie que si elle voulait un facteur X qui diffère de la moyenne lors de son prochain plan, il lui incomberait de présenter des arguments à cet égard⁷¹. Néanmoins, même si l'entreprise devait faire appel à une firme externe pour l'estimation du facteur X à appliquer lors du prochain terme, le fait qu'une négociation puisse être suivie d'une étude (ou de l'acceptation d'un paramètre égal à la moyenne) constitue une méthode de détermination du facteur X qui diffère de ce qui prévaut en Ontario et en Alberta.

Une autre façon de déterminer le facteur X et qui permet d'éviter les coûts afférents à l'estimation externe du facteur de productivité consiste à estimer celui-ci sur la base de projections⁷². Le procédé en trois étapes de l'auteur est reproduit intégralement à l'annexe X.

Dans le cas d'une entreprise de la taille de Gazifère, ces méthodes alternatives de déterminer le facteur X à appliquer pourraient être évaluées afin de réduire le coût financier de l'opération, surtout dans le contexte où ces coûts ne peuvent être répartis entre plusieurs entreprises à l'instar de ce qui prévaut dans d'autres juridictions.

Bien que les plans incitatifs puissent consister en un plafonnement des prix ou un plafonnement des revenus, ce dernier semble plus commun, du moins au Canada, pour les entreprises de services public gazières⁷³. En établissant un revenu maximal par client, l'entreprise est protégée contre une baisse de volume consommé, bien qu'elle ne le soit pas en ce qui concerne une baisse de clientèle. Ainsi, l'entreprise a intérêt à augmenter le nombre de clients qu'elle dessert afin d'augmenter son revenu pourvu que le coût marginal de le faire soit inférieur ou égal au revenu marginal. Il y a un potentiel d'effet indésirable, notamment lorsque l'entreprise aurait eu intérêt à desservir un client, (ex : client industriel), mais la structure du plafonnement du revenu par client lui créerait un désincitatif de le faire⁷⁴. Il est concevable que cet enjeu puisse être solutionné par l'inclusion d'un suivi ou d'un avenant à cet égard. Dans le même ordre d'idées, il pourrait être envisageable d'établir un plafonnement de revenu différent pour chaque classe de clients (résidentiel, commercial, industriel) plutôt que d'englober tous les clients dans la même catégorie.

⁷⁰ Lowry et al. (2017)

⁷¹ Dossiers no. 7803 et 7843

⁷² Voir Jamison (2007) pour plus détails

⁷³ Zarakas et al. (2017)

⁷⁴ Cet enjeu a d'ailleurs été soulevé dans le témoignage de Jean-Benoît Trahan – R-3990-2016

3.3 Constats

À la lumière des diverses recherches et de nos analyses, il est possible d'émettre neuf grands constats relativement à l'allègement d'un cadre réglementaire pour une petite entreprise de service public.

1. La période entre les dossiers tarifaires peut être étendue si les conditions permettent à l'entreprise de réaliser le taux de rendement sur les capitaux propres autorisé, surtout lorsque les dossiers tarifaires sont principalement déclenchés à la demande des entreprises.
2. **La très grande majorité des comparables identifiées ne comporte pas de dossier tarifaire annuel**, même si des mises à jour annuelles sur des composantes spécifiques (ex : clause d'ajustement pour le prix du gaz) peuvent être requises.
3. **La durée sur plusieurs années est à la base de l'approche incitative, mais elle est également possible en coût de service modifié**, de façon explicite, et de façon implicite lorsque les dossiers tarifaires sont déclenchés à la demande des entreprises.
4. L'approche en coût de service est privilégiée aux États-Unis ainsi qu'au Nouveau-Brunswick alors que la réglementation incitative est la norme en Ontario et en Alberta.
5. **La négociation est fréquemment** utilisée aux États-Unis pour s'entendre sur les déterminants tarifaires afin de réduire les coûts réglementaires. Dans le cas de Northwestern Nebraska, la compagnie négocie directement avec les villes qu'elle dessert, une approche qui nous apparaît difficile de répliquer au Québec.
6. Des **clauses de non-participation** peuvent être insérées pour réduire la fréquence des dossiers tarifaires
7. Les plans incitatifs utilisés en Ontario et en Alberta favorisent la croissance de la productivité, mais la détermination des facteurs et les études requises dans le cadre des dossiers tarifaires peuvent être coûteux.
8. Plusieurs entreprises ont mis en œuvre des **mécanismes de découplage des revenus**, dans le cadre d'une réglementation incitative, mais aussi par des entreprises œuvrant en coût de service.
9. Le plan alternatif de Vermont Gas (Vermont) s'inspire de l'approche en coût de service, mais en déterminant le processus d'ajustement des facteurs d'une année à l'autre, elle réduit la fréquence des dossiers tarifaires.
10. Les **avenants** sont utilisés autant dans l'approche en coût de service que dans la réglementation incitative. Ils contribuent à réduire le risque pour l'entreprise d'un événement hors de son contrôle, à recouvrer certains coûts et à réduire le fardeau réglementaire

CONCLUSION

Le portrait et l'analyse des pratiques inspirantes réalisés dans le cadre du présent mandat n'ont pas permis d'identifier un comparable pour lequel l'allègement réglementaire aurait pu être parfaitement transposable à Gazifère. Néanmoins, il est possible de dégager certains constats importants pouvant inspirer Gazifère, les divers intervenants et la Régie de l'Énergie du Québec dans l'élaboration d'un allègement réglementaire propre à la situation particulière de Gazifère.

D'abord, il ressort des comparables identifiés que des dossiers tarifaires surviennent généralement à un intervalle de plusieurs années. Dans le cas d'entreprises œuvrant en vertu d'un plan incitatif, la durée est généralement de cinq ans, la première année pouvant être en coût de service et les années subséquentes selon un mécanisme d'attrition favorisant la croissance de la productivité. En ce qui a trait aux entreprises œuvrant en coût de service aux États-Unis, les dossiers tarifaires sont peu fréquents, la compagnie ne requérant un nouveau dossier tarifaire que lorsqu'elle ne réalise plus un rendement juste et équitable. Le plan alternatif de Vermont Gas offre aussi un exemple intéressant de plan d'une durée fixe intermédiaire (3 ans).

Compte tenu que les dossiers tarifaires peuvent être coûteux, notamment pour les entreprises de la taille de Gazifère, il semble y avoir une volonté de ne pas avoir de dossier tarifaire annuellement. L'exception à cette règle est Liberty Utilities au Nouveau-Brunswick qui opère en coût de service de façon très similaire à la façon dont Gazifère opère présentement. Il convient de mentionner qu'il est fréquent que les plans pluriannuels impliquent que la première année du plan subséquent s'effectue en coût de service, et ce, même s'il s'agit d'un plan incitatif, afin de rebaser les besoins de revenus de l'entreprise et de transférer, le cas échéant, les gains de productivité aux consommateurs.

Ensuite, la plupart des entreprises ont des clauses d'avenant réduisant le besoin de retourner devant le régulateur, bien que le régulateur conserve son pouvoir de supervision afin de s'assurer que les coûts ont été encourus de façon prudente. Ces avenants permettent par exemple aux entreprises américaines opérant en coût de service de recouvrir une portion importante de leurs coûts variables. Pour les entreprises œuvrant en vertu d'un plan incitatif, les avenants sont une façon de protéger l'entreprise contre un événement hors de son contrôle qui pourrait fragiliser sa situation financière ou la forcer à demander un nouveau dossier tarifaire. De façon générale, il pourrait être postulé que la mise en place d'avenants bien structuré contribue à réduire le fardeau réglementaire et favorise la pérennité de l'entreprise.

Il est également intéressant de noter que plusieurs entreprises œuvrent en vertu d'un mécanisme de découplage des revenus. En plus des entreprises qui opèrent en vertu d'un plan incitatif, autant Vermont Gas Systems que Bershire Gas Company ont intégré un mécanisme de découpage des revenus même s'ils opèrent en coût de service.

La présence de négociation entre les parties, que ce soit pour négocier les paramètres de l'entente en partie ou en totalité est recensée à plusieurs reprises, notamment aux États-Unis. La négociation d'un paramètre de productivité dans un précédent dossier tarifaire a permis à Vermont Gas d'éviter les coûts d'une étude sur la croissance de la productivité dans le secteur et au sein d'entreprises comparables. Considérant que le paramètre tend à prendre des valeurs comprises dans un intervalle restreint, il peut s'agir d'une voie intéressante afin de réduire les coûts réglementaires. Même si une étude complète était requise à un intervalle spécifié, si celle-ci n'est pas automatiquement nécessaire à tous les dossiers tarifaires, il pourrait en résulter une réduction tangible du fardeau et des coûts réglementaires si Gazifère, les intervenants et la Régie choisissaient cette avenue.

En résumé, même s'il n'a pas été possible d'identifier un modèle qui conviendrait parfaitement à la réalité de Gazifère, plusieurs voies d'allègement réglementaire ont tout de même été recensées, les deux plus importantes étant probablement l'augmentation de la période entre les dossiers tarifaires et les mécanismes de découplage des revenus. La présence d'avenants ne doit pas être négligée. Ces allègements semblent possibles autant avec l'approche des coûts de service que des mécanismes incitatifs ou de gel tarifaire. Puisqu'aucune piste de solution unique n'existe, Gazifère serait la mieux placée, de concert avec les divers intervenants et la Régie de l'Énergie, pour déterminer ce qui consisterait la meilleure forme d'allègement réglementaire, dans le respect du principe qui vise à permettre à l'entreprise de réaliser un rendement juste et équitable. Le présent rapport devrait permettre aux parties de s'inspirer des pratiques adoptées par d'autres entreprises de taille semblable en Amérique du Nord.

À-PROPOS DES AUTEURS



RESPONSABLE DE L'ÉTUDE

Jean-Pierre Lessard

Associé

RECHERCHE, ANALYSE ET RÉDACTION

Mathieu Paquet

Directeur

COORDINATION

Jean-Benoît Trahan

Directeur Général

Gazifère
Une société  ENBRIDGE

SOURCE D'ÉNERGIE
DEPUIS
60
ANS

Annexe 1 : Estimation du facteur X par projections

Référence : Jamison, 2007, p. 8

The forecast approach is a three-step process. The first step is to determine the rate base for year t , where t is the first year of the new pricing regime, according to the formula

$$B_{t-1} = B_0 + \sum_{i=1}^{t-1} (Capex_i - d_i),$$

where $t = 0$ is the initial rate base of the company, for example, at the time of privatization; $Capex_i$ is the additional investment in rate base in year i ; and d_i is the depreciation expense in year i . The next step is to project cash outflows (Capex), operating expenses (Opex), and non-operating expenses (Nopex), and unit sales for each year of the new pricing regime. The last step is to estimate the X -factor that will equate the present value of the cash flows of the company with the change in shareholder value using the formula

$$\sum_{j=t}^{n+t} \frac{P_j Q_j - Opex_j - Capex_j - T_j \pm Tr}{(1+WACC)^j} = B_{t-1} - \frac{B_{n+t}}{(1+WACC)^n},$$

where $P_j Q_j$ is the projected revenue for year j , $Opex_j$ is the forecasted operating expenses for year j , $Capex_j$ is the projected capital expenditures for year j , T_j is the projected taxes for year j , B_j is the rate base at end of year j , Tr represents cash transfers between the government and other entities (not counted in revenue, operating expenses, or capital expenditures), $WACC$ is the weighted average cost of capital, and n is the length of time price cap plan is in effect (8). The WACC is the return the company is allowed to receive on its assets and includes both the cost of debt the company uses to finance its rate base and the cost of equity. The cost of debt is simply the weighted average of the interest rates that the company pays on its long-term corporate bonds. The cost of equity is the return that shareholders need to ensure that they continue to finance the company (9).