

PROPOSITION
D'UN MODE RÉGLEMENTAIRE ALLÉGÉ
POUR LES ANNÉES FINANCIÈRES
2020, 2021 ET 2022

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	3
1 CONTEXTE.....	6
1.1 ALLÈGEMENT RÉGLEMENTAIRE ENTRE 2014-2015 ET 2017-2018	6
1.2 OBJECTIFS RECHERCHÉS PAR LA NOUVELLE PROPOSITION.....	6
1.3 RETRAIT DU DOSSIER R-4027-2017 PORTANT SUR LE MÉCANISME INCITATIF	7
2 BALISAGE – DOSSIER TARIFAIRE PLURIANNUEL	9
3 NOUVEAU MODE RÉGLEMENTAIRE ALLÉGÉ PROPOSÉ EN DISTRIBUTION	11
3.1 DÉPENSES D’EXPLOITATION.....	12
3.2 AUTORISATION POUR TROIS ANS (2019-2020 À 2021-2022) DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS AU SEUIL DE 1,5 M\$	18
3.3 AUTRES ÉLÉMENTS SERVANT À L’ÉTABLISSEMENT DES TARIFS	21
3.4 MÉCANISME DE DÉCOUPLAGE DES REVENUS	22
4 MODE DE PARTAGE ET RENDEMENT SUR L’AVOIR ORDINAIRE PRÉSUMÉ	27
4.1 RISQUE D’AFFAIRES	27
4.2 MODE DE PARTAGE DES ÉCARTS DE RENDEMENT	29
4.3 TAUX DE RENDEMENT SUR L’AVOIR ORDINAIRE PRÉSUMÉ	34
5 ALLÈGEMENT RÉGLEMENTAIRE GÉNÉRÉ PAR LA PROPOSITION	37
5.1 TRAVAUX PRÉPARATOIRES	37
5.2 PROCESSUS D’EXAMEN DES PIÈCES	38
CONCLUSION	41

ANNEXE

INTRODUCTION

1 Dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019, Énergir s.e.c. (« Énergir ») a présenté pour la
2 première fois depuis 2014 sa demande de fixation des tarifs sur la base de l'examen d'un coût de
3 service complet. Le traitement d'un dossier tarifaire en coût de service consiste à présenter
4 l'ensemble des budgets détaillés, incluant les budgets relatifs aux dépenses d'exploitation pour
5 l'année à venir. Le dossier tarifaire 2018-2019, où l'ensemble du coût de service a été examiné,
6 faisait suite à quatre années d'allègement réglementaire où les dépenses d'exploitation étaient
7 déterminées en fonction d'un indice d'inflation¹. Cet allègement aura permis de rattraper le retard
8 dans le calendrier réglementaire, tout en favorisant les efforts d'Énergir pour la gestion de ses
9 dépenses d'exploitation.

10 La réglementation en coût de service est très exigeante au niveau du processus réglementaire.
11 En effet, l'ensemble des composantes du coût de service, particulièrement les dépenses
12 d'exploitation, nécessite un examen en profondeur de sorte que le dossier présenté par le
13 distributeur doit être très détaillé en plus de générer de nombreuses demandes de
14 renseignements. Ceci entraîne davantage d'efforts et de délais, tant pour le distributeur pour
15 répondre aux demandes, que pour l'étude du dossier par la Régie de l'énergie (« Régie ») et les
16 intervenants. Énergir considère que, lorsque ce processus se répète annuellement, il devient
17 rapidement un fardeau pour tous les participants, incluant la Régie et qu'ultimement, les
18 consommateurs en souffrent. En monopolisant des ressources importantes auprès des
19 différentes parties prenantes, ce mode réglementaire peut nuire à l'avancement d'autres dossiers
20 stratégiques, autant pour les intervenants que pour Énergir.

21 C'est dans ce contexte qu'Énergir est aujourd'hui à la recherche d'un traitement réglementaire
22 allégé qui favoriserait l'avancement de dossiers stratégiques autant pour Énergir, sa clientèle que
23 pour la société québécoise. Parmi ces dossiers, on compte notamment la requête portant sur les
24 modalités d'achat et de vente de gaz naturel renouvelable (« GNR ») (R-4008-2017), ainsi que le
25 dossier générique sur la refonte des structures tarifaires en distribution, fourniture, transport et
26 équilibrage (R-3867-2013). Énergir souhaite également se doter d'outils de gestion de ses coûts,

¹ D-2015-181, paragr. 295, 298 et 299.

1 de manière à maintenir sa compétitivité, tout en augmentant la prévisibilité des tarifs pour la
2 clientèle, en limitant l'incertitude liée aux dossiers tarifaires présentés chaque année.

3 La requête d'Énergir sur la mise en place d'un mécanisme de réglementation incitative
4 (R-4027-2017) aurait favorisé l'atteinte de ces objectifs. Toutefois, parmi les lignes directrices
5 énoncées par la Régie en regard du prochain mécanisme incitatif d'Énergir², celui-ci devait
6 prendre assise sur les segments de client de la nouvelle structure tarifaire en distribution. Or,
7 cette segmentation fera l'objet d'un examen dans le dossier R-3867-2013, phase 4 qui est
8 actuellement suspendue³. Avant qu'une décision finale ne soit rendue sur la segmentation de la
9 clientèle, et que l'examen d'une proposition formelle de mécanisme incitatif ne soit complété,
10 Énergir envisage qu'elle ne pourrait pas déposer un dossier tarifaire en mécanisme incitatif global
11 avant l'année financière 2022, dans le meilleur des cas.

12 En parallèle, Énergir constate que la Régie a récemment approuvé la proposition de Gazifère Inc.
13 (« Gazifère ») de procéder à l'examen bisannuel de son dossier tarifaire⁴. Énergir constate
14 également que des dossiers tarifaires pluriannuels sont approuvés par plusieurs régulateurs nord-
15 américains. C'est dans cette optique qu'Énergir propose d'alléger le processus réglementaire au
16 moyen du traitement pluriannuel de certains intrants permettant la fixation des tarifs.

17 Ce traitement pluriannuel reposerait sur le principe reconnu que le nombre de clients est le
18 principal inducteur de coût d'un distributeur gazier⁵. Ainsi, puisque les volumes distribués ont
19 moins d'incidence sur le coût de service que le nombre de clients, la performance du distributeur
20 serait évaluée selon sa capacité à bien gérer ses coûts, indépendamment des volumes distribués.
21 Cette proposition permettrait de réduire tout frein à l'efficacité énergétique qui prévaut dans un
22 contexte réglementaire où la performance financière du distributeur est directement fonction des
23 volumes retirés⁶. Cette proposition permettrait également d'éliminer l'impact des prévisions
24 conservatrices qui, selon la Régie, est une caractéristique inhérente du mode réglementaire de
25 coût de service⁷.

² D-2013-063, paragr. 40.

³ D-2018-102, paragr. 24.

⁴ D-2018-090.

⁵ D-2012-076, paragr. 113.

⁶ Volume normalisé.

⁷ D-2013-106, paragr. 386.

1 En somme, l'allégement réglementaire proposé, qui se veut un mode réglementaire de transition
2 pour les trois prochains dossiers tarifaires, reposerait notamment sur l'approbation pour trois ans
3 de certains intrants et types d'investissement permettant la fixation des tarifs, ainsi que sur la
4 mise en place d'un mécanisme de découplage des revenus.

5 En parallèle, dans le dossier R-3867-2013, phase 3B, la Régie et les intervenants ont, à plusieurs
6 reprises, soulevé que le risque d'affaires du Distributeur s'était accrue dans les dernières
7 années⁸. Ainsi, afin de refléter cette appréciation du risque et puisque la proposition d'allégement
8 répond à plusieurs préoccupations de la Régie au fil du temps quant à la relation entre le mode
9 de partage des écarts de rendement (« mode de partage ») et les gains d'efficience, Énergir
10 propose de revoir celui-ci. Énergir propose donc de réduire l'asymétrie du mode du partage, en
11 introduisant une zone sans partage (« deadband ») pour les 50 premiers points de base.

⁸ D-2018-080, paragr. 68.

1 CONTEXTE

1 Énergir a déposé son dossier tarifaire 2018-2019 (R-4018-2017) en coût de service complet. Tous
2 les budgets relatifs au service de distribution, soit les dépenses d'exploitation, les additions à la
3 base de tarification et les autres coûts, ont donc été déposés puis examinés par la Régie et les
4 intervenants. La Régie a rendu la décision D-2018-158 qui autorisait le revenu requis à récupérer
5 dans les tarifs de distribution d'Énergir.

6 Bien que dès le dossier tarifaire 2018, Énergir avait mentionné son intention de déposer sa
7 demande tarifaire 2019 en coût de service complet, de manière à ce qu'elle puisse constituer
8 l'année de base du prochain mécanisme incitatif, la progression du dossier R-3867-2013,
9 phase 4, repousse de plusieurs années la mise en place du mécanisme envisagé.

1.1 ALLÈGEMENT RÉGLEMENTAIRE ENTRE 2014-2015 ET 2017-2018

10 Le dossier tarifaire 2018-2019, présenté en coût de service, faisait suite à quatre années
11 d'allègement réglementaire (années financières 2014-2015 à 2017-2018), où les dépenses
12 d'exploitation d'Énergir étaient déterminées en fonction de la croissance de l'indice des prix à la
13 consommation canadien (IPC Canada). Au cours de cette période, Énergir a toutefois dû
14 présenter annuellement tous les autres éléments qui composent son coût de service en budget
15 détaillé, notamment les additions à la base de tarification.

16 L'objectif principal du dernier allègement réglementaire était de rattraper le retard accumulé au
17 calendrier réglementaire. En effet, les tarifs finaux de la Cause tarifaire 2014 étaient entrés en
18 vigueur le 1^{er} juin 2014, avec huit mois de retard. Dans ce contexte, Énergir proposait donc de
19 procéder à l'indexation des dépenses d'exploitation plutôt qu'à un examen complet de celles-ci.

1.2 OBJECTIFS RECHERCHÉS PAR LA NOUVELLE PROPOSITION

20 Selon Énergir, lorsque qu'un processus réglementaire en coût de service complet se répète
21 annuellement, il devient rapidement un fardeau pour tous les participants, incluant la Régie et
22 ultimement, ce sont les consommateurs qui en font les frais. Or, en monopolisant des ressources
23 importantes auprès des différentes parties prenantes, ce mode réglementaire peut nuire à
24 l'avancement d'autres dossiers stratégiques, autant pour les intervenants, Énergir et la société
25 québécoise.

1 Conséquemment, le premier objectif recherché par la nouvelle proposition d'allègement
2 réglementaire est de permettre la progression de dossiers réglementaires portant sur des sujets
3 stratégiques pour Énergir et sa clientèle, voire, considérant certains dossiers, pour la société
4 québécoise. En effet, au cours des dernières années, différents dossiers, tels que les mesures
5 d'achat et de vente de GNR (R-4008-2017), la refonte des structures tarifaires de distribution,
6 mais également fourniture, transport et équilibrage (R-3867-2013), n'ont pu progresser au rythme
7 espéré par Énergir.

8 Énergir croit que l'aboutissement du dossier R-4008-2017 favoriserait le développement de la
9 filière GNR, permettant ainsi de répondre à l'intérêt de la clientèle et aux objectifs fixés par le
10 gouvernement dans sa politique énergétique 2030.

11 Ensuite, concernant le dossier R-3867-2013, différents éléments hors du contrôle de la Régie et
12 du distributeur ont mené au ralentissement de l'avancement du dossier constaté aujourd'hui.
13 Énergir pense qu'une décision finale dans ce dossier permettrait de non seulement de répondre
14 aux préoccupations de certains intervenants qui représentent la clientèle, mais également
15 d'alléger certains débats lors des dossiers tarifaires.

16 Les autres objectifs recherchés par Énergir sont de s'assurer d'une saine gestion de ses coûts,
17 de manière à maintenir sa compétitivité, ainsi que d'améliorer la prévisibilité des variations
18 tarifaires pour la clientèle et de favoriser la prise de bonnes décisions d'affaires. Par l'allègement
19 qu'elle propose, Énergir pourrait bénéficier d'une meilleure prévisibilité quant au revenu qu'elle
20 pourrait récupérer dans ses tarifs de distribution pour les années à venir. Les dossiers tarifaires
21 présentés en coût de service complet impliquent qu'un nouveau budget pour tous les éléments
22 de coûts soit présenté année après année, et la récupération des coûts dans les tarifs est toujours
23 sujette à l'approbation de la Régie. Cette incertitude ne facilite pas la mise en place d'initiatives
24 à plus long terme et peut mener à des décisions d'affaires sous-optimales autant pour Énergir
25 que pour la clientèle.

1.3 RETRAIT DU DOSSIER R-4027-2017 PORTANT SUR LE MÉCANISME INCITATIF

26 Le mécanisme incitatif (MI) envisagé par Énergir présenté en décembre 2017 (R-4027-2017)
27 aurait pu favoriser l'avancement des dossiers stratégiques. Le mécanisme incitatif aurait
28 également permis de diminuer l'incertitude quant aux revenus autorisés dans les années à venir.

1 Or, tel que mentionné précédemment, la suspension récente du dossier R-3867-2013, phase 4⁹,
2 préalable à la mise en place du (MI) envisagé, laisse présager que le prochain dossier tarifaire
3 en mécanisme incitatif ne pourrait être présenté avant l'année financière 2022. Dans ce contexte,
4 Énergir procède donc, de manière simultanée au dépôt de la présente proposition d'allègement
5 réglementaire et au retrait de sa demande formulée au dossier R-4027-2017, puisque la nouvelle
6 proposition d'allègement réglementaire se veut un mode réglementaire transitoire pour les trois
7 prochains dossiers tarifaires. Cette nouvelle proposition d'allègement réglementaire se veut
8 simple et basée sur des principes et pratiques reconnus par la Régie pour déterminer le revenu
9 autorisé en distribution au cours des prochaines années.

⁹ D-2018-102, paragr. 24.

2 BALISAGE – DOSSIER TARIFAIRE PLURIANNUEL

1 En 2013, Pacific Economics Group Research LLC (« PEG ») a effectué un tour d’horizon des
2 modes de réglementation alternatives pour le compte de l’*Edison Electric Institute*. Ce rapport a
3 été déposé à la Régie dans le dossier du mécanisme de réglementation incitative (« MRI »)
4 d’Hydro-Québec (R-3897-2014)¹⁰. Dans leur rapport, les experts décrivent que les dossiers
5 tarifaires pluriannuels sont développés pour permettre aux distributeurs de récupérer leur coût
6 sans recourir à une étude complète du coût de service annuellement.

7 *« Multiyear rate plans (“MRPs”) are designed to compensate a utility for changing business*
8 *conditions without frequent, full true ups to its actual cost of service. Rate cases are held*
9 *infrequently, most often at three to five year intervals. »¹¹*

10 Plusieurs mécaniques pour déterminer le revenu autorisé peuvent être utilisées. En plus des
11 mécanismes incitatifs globaux plus traditionnels comme les revenus et prix plafonds, il existe une
12 multitude de déclinaisons de réglementation incitative hybride où certains éléments de coûts sont
13 indexés, alors que d’autres sont autorisés sur une base pluriannuelle.

14 *« Several approaches to the design of ARMs [(attrition relief mechanisms)] are well-established.*
15 *These approaches include stairsteps, indexing, and hybrids. Stairsteps provide predetermined*
16 *increases in rates (or revenue) which often reflect forecasts of cost growth. Indexing escalates*
17 *rates (or revenue) automatically for inflation and sometimes also for growth in the number of*
18 *customers served and/or industry productivity trends. Hybrid ARMs typically involve indexing of*
19 *budgets for O&M expenses and stairsteps for capital cost budgets. »¹²*

20 Plus récemment, la Régie a rendu la décision D-2018-090 lors de la phase 1 du dossier
21 R-4032-2018 de Gazifère. Dans sa demande, Gazifère, dans un objectif d’allègement
22 réglementaire et de réduction de la charge de travail de l’équipe des finances, a proposé de
23 procéder à l’examen bisannuel de son dossier tarifaire en distribution pour les années 2019 et
24 2020. La Régie a approuvé la proposition de Gazifère en ce qui concerne l’établissement du
25 revenu autorisé en distribution. Certains éléments autorisés sont repris dans la proposition d’un

¹⁰ R-3897-2014, C-AQCIE-CIFQ-0047.

¹¹ R-3897-2014, C-AQCIE-CIFQ-0047, p. 31.

¹² R-3897-2014, C-AQCIE-CIFQ-0047, p. 31.

1
2 nouveau mode réglementaire allégé d'Énergir et détaillés dans les sections suivantes,
3 notamment :

- 4 • dépenses d'exploitation autorisées basées sur une formule paramétrique reflétant la
5 croissance du niveau des prix et la croissance de la clientèle (0,75 x croissance des
6 clients);
- 7 • plans de développement distincts pour les deux années, déposés lors de la première
8 année du dossier tarifaire, reflétant les ajouts à la base de tarification prévue; et
- 9 • fixation du taux de rendement autorisé pour deux ans.

10 La proposition de Gazifère était propre à son contexte particulier. Une cause tarifaire bisannuelle
11 permettra de réaliser des gains synergiques entre Gazifère et une entreprise sœur, Enbridge Gas
12 New Brunswick Limited Partners¹³ qui elle aussi, dépose ses dossiers tarifaires sur deux ans. La
13 proposition d'Énergir est également liée à son contexte d'affaires actuel.

¹³ R-4032-2018, B-0005, p. 2.

3 NOUVEAU MODE RÉGLEMENTAIRE ALLÉGÉ PROPOSÉ EN DISTRIBUTION

1 Énergir propose que la Régie autorise lors du présent dossier tarifaire la méthode d'établissement
2 des tarifs pour les années financières 2019-2020 à 2021-2022 (trois ans). Plus précisément, le
3 nouveau mode réglementaire allégé proposé comporte les éléments suivants :

- 4 • Dépenses d'exploitation autorisées en fonction de la croissance réelle des clients
5 constatée au rapport annuel et de la croissance du niveau des prix (inflation) selon des
6 indices externes au distributeur.
- 7 • Autorisation pour trois ans (2019-2020 à 2021-2022) des investissements inférieurs au
8 seuil de 1,5 M\$ qui se traduisent par les additions à la base de tarification pour les projets
9 inférieurs à 1,5 M\$. Ce montant constitue le seuil en deçà duquel la Régie examine leur
10 intégration à la base de tarification à même un dossier tarifaire, c'est-à-dire sans
11 qu'Énergir ait à présenter une demande d'autorisation spécifique à la Régie et ce,
12 conformément au *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de*
13 *la Régie de l'énergie*. [...] Considérant l'horizon de trois ans ciblé pour l'application des
14 mesures d'allégement réglementaire décrites à la présente, Énergir demanderait à la
15 Régie d'autoriser, dès le présent dossier tarifaire 2019-2020, les investissements prévus
16 pour les trois prochaines années (2019-2020 à 2021-2022). En plus des investissements
17 liés aux immobilisations, la demande d'autorisation sur trois ans porterait également pour
18 les actifs intangibles de développement informatique, ainsi que pour les programmes
19 commerciaux PRC/PRRC. Cela signifie également qu'un plan de développement pour
20 chacune des trois années visées par l'allégement serait déposé dans le cadre du dossier
21 tarifaire 2019-2020.
- 22 • Mise en place d'un mécanisme de découplage des revenus (ou *revenue decoupling*), de
23 manière à favoriser l'efficacité énergétique, à réduire la volatilité des trop-perçus (TP) et
24 des manques à gagner (MAG), tout en valorisant la saine gestion des coûts. Plutôt que
25 d'être fonction des revenus réels générés en fin d'année, les TP/MAG seraient plutôt
26 calculés à partir du revenu requis autorisé en distribution, lequel considérerait la
27 croissance réelle des clients constatés au rapport annuel pour déterminer les dépenses

1 d'exploitation autorisée. Ainsi, les TP/MAG seraient essentiellement le fruit de la gestion
2 des coûts.

- 3 • Autorisation pour trois ans de la reconduction du taux de rendement sur l'avoir ordinaire
4 présumé de 8,9 %, sur la base des mêmes arguments invoqués dans les derniers
5 dossiers tarifaires 2014-2015 à 2018-2019.
- 6 • Autorisation d'un nouveau mode de partage pour les trois prochaines années, lequel
7 comporte une zone sans partage (« deadband ») pour les 50 premiers points de base. Ce
8 nouveau mode de partage, en concomitance avec la méthode proposée de fixation des
9 dépenses d'exploitation, ainsi qu'avec le mécanisme de découplage des revenus, permet
10 de constituer un équilibre plus logique et cohérent entre le risque d'affaires encouru par
11 Énergir et les rendements attendus du distributeur.
- 12 • Enfin, tous les autres éléments généralement présentés dans le cadre des dossiers
13 tarifaires continueraient à l'être annuellement, soit tous les autres coûts du service de
14 distribution, ceux des autres services le plan d'approvisionnement, le coût moyen pondéré
15 du capital, ainsi que la stratégie et les grilles tarifaires.

3.1 DÉPENSES D'EXPLOITATION

16 Énergir propose d'établir le budget des dépenses d'exploitation à partir d'une formule
17 paramétrique qui tient compte des éléments suivants :

- 18 • Indice pondéré d'inflation pour les prix des biens et services (IPC) et les salaires (EERH).
 - 19 ○ Un indice pondéré permet de mieux capter la réalité du distributeur;
 - 20 ○ Les dépenses d'exploitation sont constituées en grande partie de salaires qui
21 augmentent généralement plus rapidement que les indices de prix à la
22 consommation tels que l'IPC;
 - 23 ○ La Régie a autorisé un indice d'inflation pondéré pour les salaires dans le MRI
24 d'Hydro-Québec Distribution.
- 25 • La croissance réelle du nombre de clients.
 - 26 ○ La Régie et les experts reconnaissent que le nombre de clients est le principal
27 inducteur de coût d'un distributeur gazier.

- 1 ○ La Régie a approuvé d'indexer les OPEX autorisées en fonction de la croissance
2 des clients escomptée (0,75 x Croissance) pour Gazifère et Hydro-Québec
3 Distribution.

La croissance des clients, principal inducteur de coûts

4 Lors des travaux portant sur le renouvellement du mécanisme incitatif d'Énergir en 2012, la Régie
5 et les intervenants reconnaissaient que la croissance du nombre de clients est un facteur
6 explicatif plus significatif de la croissance des coûts d'un distributeur que la croissance des
7 volumes vendus¹⁴.

8 Énergir souligne que les experts constatent depuis 2000 une croissance du coût de service (en
9 dollars constants) très similaire à la croissance du nombre de clients¹⁵. Les études de productivité
10 et les mécanismes incitatifs s'appuient sur la relation forte entre le nombre de clients et le coût
11 de service, même lorsque le lien de causalité direct est plus faible pour certains éléments qui le
12 composent. Le nombre de clients est donc un bon *proxy* pour expliquer le coût de service. Cette
13 qualité de *proxy* est d'ailleurs reconnue par PEG dans une étude économétrique préparée pour
14 Public Service of Colorado, alors que l'expert estime que l'augmentation de la clientèle de 1 %
15 augmente les dépenses d'exploitation de près de 75 %¹⁶, sur un échantillon de 33 distributeurs
16 gaziers.

17 Dans un objectif d'allègement, le recours à une formule paramétrique pour déterminer les
18 dépenses d'exploitation autorisées s'appuie sur la raisonnable de la croissance attendue, plutôt
19 que sur une évaluation détaillée des différents inducteurs qui peuvent expliquer et justifier la
20 croissance de chaque activité du distributeur.

21 Dans les dossiers de Gazifère (R-4032-2018)¹⁷ et d'Hydro-Québec Distribution (R-3776-2011)¹⁸,
22 la Régie a reconnu cette relation dans l'approbation d'une formule paramétrique pour déterminer

¹⁴ D-2012-076, paragr. 113.

¹⁵ Liste non exhaustive des études consultées par Énergir :

1. Christensen & Associates (2017), Massachusetts DPU 17-05, Exhibit ES-PBRM-1, p. 47, Figure 1 (<https://eeaonline.eea.state.ma.us/EEA/FileService/FileService.Api/file/FileRoom/9191529>).
2. Pacific Economics Group Research, LLC (2016), Alberta Utility Commission, pièce 20414-X0082, p. 64, Tableau 5a (https://www2.auc.ab.ca/Proceeding20414/ProceedingDocuments/CCAEvidenceofPEG_0084.pdf).

¹⁶ PEG (2017), préparé pour Public Utility Commission du Colorado, Attachment MNL-2, p. 25 de 46, Table 2 (<http://www.pacificeconomicsgroup.com/mnl/Lowry%20PSCO%20Gas-Testimony%20&%20Report.pdf>).

¹⁷ D-2018-090, paragr. 76.

¹⁸ D-2012-024, paragr. 305.

1 les dépenses d'exploitation. Pour les deux distributeurs, la Régie a autorisé une formule
2 paramétrique des dépenses d'exploitation qui considère 0,75 % (« facteur d'escompte ») de la
3 croissance du nombre de clients (ou d'abonnements dans le cas d'Hydro-Québec Distribution),
4 ce qui est cohérent avec la relation identifiée par PEG dans son étude économétrique préparée
5 pour le Public Service of Colorado.

6 Néanmoins, en regard du facteur d'escompte de 0,75, Énergir tient à préciser qu'il représente un
7 facteur de productivité X implicite à la formule paramétrique décrite plus loin, puisqu'il exige une
8 baisse du coût par client. Cet élément a d'ailleurs été reconnu par les experts qui ont témoigné
9 dans le dossier du MRI d'Hydro-Québec Distribution (R-4011-2017)¹⁹.

10 Bien qu'Énergir se questionne sur le bien-fondé d'un tel facteur d'escompte, ultimement, la
11 présente proposition d'allègement réglementaire se veut une approche simple, transparente,
12 raisonnable, cohérente avec les principes reconnus par les experts et la Régie, tout en étant
13 alignée avec les dernières décisions de la Régie, notamment celle dans le dossier R-4032-2018
14 de Gazifère. Énergir propose donc que les dépenses d'exploitation autorisées soient indexées en
15 fonction de la croissance des clients, en tenant compte d'un facteur d'escompte de 0,75.

Indice pondéré d'inflation

16 Tout d'abord, Énergir est d'avis que l'indice d'inflation doit refléter le plus fidèlement possible
17 l'évolution des prix des intrants et des salaires du marché dans lequel Énergir exerce l'essentiel
18 de ses activités, c'est-à-dire le Québec. L'indice doit également refléter les effets prix des
19 différents éléments qui composent le budget d'exploitation d'Énergir.

20 Dans le dossier portant sur le MRI d'Hydro-Québec Distribution (R-4011-2017), la Régie a
21 approuvé l'utilisation d'un indice des prix pondéré tenant compte de la part des salaires dans le
22 coût de service, afin de bien refléter l'évolution du prix des intrants du distributeur. Cette approche
23 est également préconisée par une multitude d'utilités gazières au Canada²⁰. C'est une approche
24 qu'avait mise de l'avant Énergir dans son document de réflexion portant sur le MI envisagé
25 (R-4027-2017). D'ailleurs, pour Énergir, ne pas considérer un indice pondéré qui prend en compte

¹⁹ L'expert Jim Coyne du Concentric Energy Advisor en a fait mention dans sa présentation en audience (B-0208, p. 9) et l'expert Mark N. Lowry du Pacific Economics Group en a mentionné que le facteur de croissance de 0,75 justifiait un facteur X plus petit (C-AQCIE-CIFQ-0057, p. 5).

²⁰ AUC 20414-D01-2016, p. 98 et BCUC.

1 l'évolution des salaires au Québec ne serait pas raisonnable, puisque l'évolution d'une part
2 importante des dépenses d'exploitation dépend des coûts de main-d'œuvre.

3 En effet, tel que mentionné par la présidente d'Énergir lors de l'ouverture des audiences relatives
4 au dossier tarifaire 2018-2019²¹, les enjeux de main-d'œuvre qualifiée sont une des principales
5 préoccupations d'Énergir. Dans les dernières années, les salaires ont crû à un rythme plus rapide
6 que l'IPC.

7 Le poids de la rémunération réelle des travailleurs, incluant les avantages sociaux, dans le budget
8 d'exploitation était d'environ 76 % en 2017²². Énergir propose donc d'indexer les dépenses
9 d'exploitation au moyen d'un facteur d'inflation pondéré, composé à 75 % de la croissance d'un
10 indice reflétant l'évolution des salaires, et à 25 % composé de l'IPC. Afin d'alléger l'examen de la
11 proposition, Énergir propose d'utiliser les mêmes indices ainsi que le même horizon de calcul que
12 pour le facteur d'inflation d'Hydro-Québec Distribution.

- 13 • Pour les salaires : Enquête sur l'emploi, la rémunération et les heures de travail (EERH)
14 – l'indice de la rémunération moyenne non désaisonnalisée, pour toutes les industries,
15 excluant les heures supplémentaires, pour le Québec, publié par Statistique Canada au
16 tableau n° 14-10-0203-01²³ – moyenne mobile 36 mois disponible au mois d'août
17 précédant l'entrée en vigueur des tarifs;
- 18 • Pour les dépenses non salariales : IPC-Québec tel que publié par Statistique Canada au
19 tableau n° 18-10-0004-01²⁴ – moyenne mobile 12 mois disponible au mois d'août
20 précédant l'entrée en vigueur des tarifs.

Proposition

21 Le point de départ de la formule paramétrique serait les dépenses d'exploitation autorisées dans
22 la décision D-2018-158, lesquelles s'élevaient à 213,1 M\$²⁵ (ci-après OPEX₂₀₁₉^{CT}). Énergir
23 utiliserait ce montant autant comme point de départ pour l'établissement des tarifs de distribution,
24 que pour le calcul des dépenses d'exploitation autorisées au rapport annuel.

²¹ R-4018-2017, A-0089, p. 18 à 20.

²² R-4024-2017, B-0024, Énergir-4, Document 5, p. 1, l.42 à 44.

²³ D-2018-067, paragr. 51.

²⁴ D-2018-067, paragr. 98.

²⁵ D-2018-158, paragr. 281. Ce montant exclut des effets financiers liés aux avantages sociaux futurs.

1 Énergir propose également que les dépenses d'exploitation autorisées soient fonction de la
 2 croissance réelle du nombre de clients. Conséquemment, les TP/MAG seraient comptabilisés en
 3 comparant le revenu requis autorisé, composé des dépenses d'exploitation autorisées en fonction
 4 de la croissance réelle du nombre de clients, avec le coût de service réel. Les gains de
 5 productivité seraient ainsi constatés sur la base des données réelles et donc dissociés des
 6 données prévisionnelles. En effet, les revenus reconnus au distributeur en fin d'année,
 7 déterminés à partir du nombre réel de clients pour les dépenses d'exploitation seraient comparés
 8 aux coûts réellement encourus en fin d'année. Énergir s'inspire ici de la mécanique qu'elle avait
 9 envisagée pour son prochain mécanisme incitatif (R-4027-2017). Ainsi, pour l'année tarifaire
 10 2019-2020, les dépenses d'exploitation à récupérer dans les tarifs seraient établies selon la
 11 formule suivante :

$$12 \quad \text{OPEX}_{2020}^{\text{Tarifs}} = \text{OPEX}_{2019}^{\text{CT}} \times (1 + I + 0,75 \times \hat{G})$$

13 Où :

14 I est l'indice d'inflation pondéré, tel que décrit à la présente section;

15 \hat{G} est la croissance prévue du nombre de clients au moment de déposer la Cause tarifaire.

16 Toutefois, les dépenses d'exploitation autorisées seraient revues au rapport annuel en fonction
 17 de la croissance réelle du nombre de clients :

$$18 \quad \text{OPEX}_{2020}^{\text{Autorisées}} = \text{OPEX}_{2019}^{\text{CT}} \times (1 + I + 0,75 \times G)$$

19 Où :

20 G est la croissance réelle du nombre de clients, constatée au rapport annuel.

21 Puis, pour les années tarifaires 2020-2021 et 2021-2022, les dépenses d'exploitation à récupérer
 22 dans les tarifs seraient établies selon la formule suivante. L'année 2020-2021 (ci-après
 23 $\text{OPEX}_{2021}^{\text{Tarifs}}$) est utilisée comme exemple :

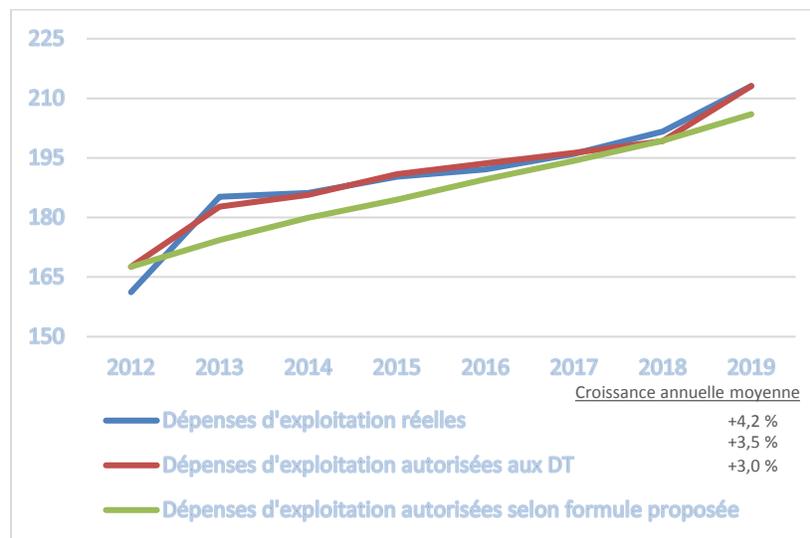
$$24 \quad \text{OPEX}_{2021}^{\text{Tarifs}} = \text{OPEX}_{2020}^{\text{CT}} \times (1 + I + 0,75 \times \hat{G})$$

25 Toutefois, les dépenses d'exploitation autorisées seraient revues en fonction de la croissance
 26 réelle du nombre de clients :

$$27 \quad \text{OPEX}_{2021}^{\text{Autorisées}} = \text{OPEX}_{2020}^{\text{Autorisées}} \times (1 + I + 0,75 \times G)$$

1 À titre indicatif, une estimation des dépenses d'exploitation qui auraient été autorisées selon la
 2 formule proposée pour les années post MI (2013 à 2019) a été illustrée au Graphique 1. Cet
 3 exercice a été effectué à partir de la croissance réelle de la clientèle post MI de 2013 à 2019 et
 4 d'un facteur d'inflation pondéré tel que proposé. Le Graphique 1 montre que les dépenses
 5 d'exploitation autorisées selon la formule proposée auraient enregistré une croissance annuelle
 6 moyenne d'environ 3,0 %, inférieure à la croissance annuelle moyenne autorisée dans les
 7 dossiers tarifaires pour la même période 2013 à 2019 qui était de 3,5 %, et beaucoup plus faible
 8 que la croissance moyenne réelle des dépenses d'exploitation qui a été de 4,2 %. Ceci permet
 9 donc de constater la raisonnable de la proposition.

Graphique 1
Dépenses d'exploitation selon la formule proposée (M\$)



10 La Régie a approuvé la proposition d'Énergir pour l'établissement des dépenses d'exploitation
 11 dans la décision D-2019-028. Elle demande toutefois à Énergir de mettre à jour la présente pièce
 12 quant à la neutralisation des écarts liés aux avantages sociaux futurs²⁶. Énergir répond au suivi
 13 demandé à l'Annexe.

²⁶ D-2019-028, paragraphes 49 et 50.

3.2 AUTORISATION POUR TROIS ANS (2019-2020 À 2021-2022) DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS AU SEUIL DE 1,5 M\$

1 Le deuxième élément du nouveau mode réglementaire allégé proposé en distribution consiste à
2 faire autoriser pour une période de trois ans les investissements récurrents inférieurs au seuil de
3 1,5 M\$, lesquels se traduisent par les additions à la base de tarification pour les projets inférieurs
4 à 1,5 M\$.

5 Dans le dossier R-3867-2013²⁷, Énergir proposait une nouvelle façon de procéder pour sa
6 demande d'autorisation des investissements en lien avec les projets de moins de 1,5 M\$. Selon
7 cette proposition du dossier R-3867-2013, à partir du dossier tarifaire 2019-2020, Énergir
8 présenterait les investissements prévus pour les cinq prochaines années, tout en demandant à
9 la Régie d'autoriser les investissements envisagés pour l'année projetée. Énergir soumet qu'en
10 lien avec le paragraphe 411 de la décision D-2018-080, elle est disposée à participer rapidement
11 à une séance de travail afin que cette nouvelle façon reçoive l'aval de la Régie avant la fin
12 février 2019. Toutefois, par sa décision D-2019-002 au paragraphe 24, la Régie a demandé que
13 soit déposée, dans le cadre de la phase 2, la demande d'autorisation des investissements
14 inférieurs à 1,5 M\$ pour l'année 2019-2020 seulement, et ce, sur la base de la présentation de la
15 preuve déposée dans le cadre du dossier tarifaire R-4018-2017 phase 2. Ainsi, conformément
16 aux instructions de la Régie, Énergir soumet que la méthode de présentation des investissements
17 inférieurs au seuil de 1,5 M\$ proposée au dossier R-3867-2013, portant sur un horizon de 5 ans,
18 ne peut pas être utilisée au présent dossier.

19 Dans l'allégement réglementaire envisagé par Énergir, [...] la Régie autoriserait, dès le dossier
20 tarifaire 2019-2020, les investissements inférieurs au seuil prévus pour les trois prochaines
21 années (2019-2020 à 2021-2022) plutôt que d'autoriser les investissements inférieurs au seuil
22 pour la seule année 2019-2020. En plus des investissements liés aux immobilisations, la
23 demande d'autorisation sur trois ans serait également faite pour les actifs intangibles de
24 développement informatique, ainsi que pour les programmes commerciaux PRC/PRRC. Cela
25 signifie également qu'un plan de développement pour chacune des trois années visées par
26 l'allégement serait déposé dans le cadre du dossier tarifaire 2019-2020.

²⁷ R-3867-2013, phase 3B, à la pièce B-0438, Gaz Métro-7, Document 11.

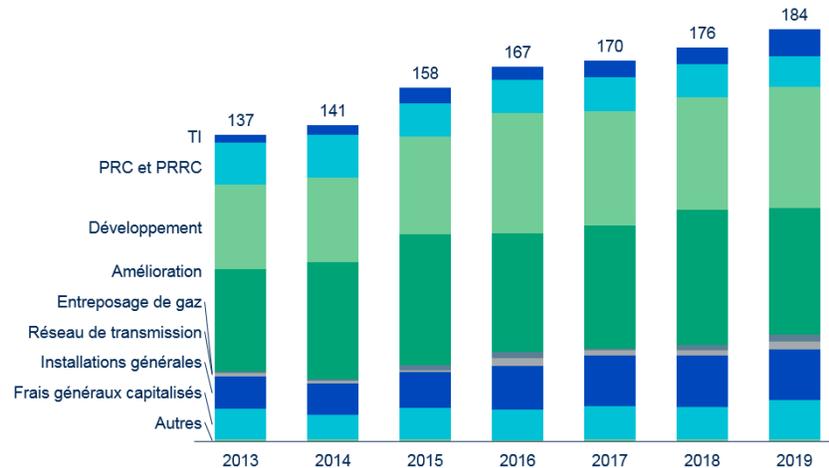
1 De manière concrète, sous réserve de la décision à intervenir sur la présente proposition
2 d'allègement réglementaire en phase 1, les éléments suivants seraient déposés, en phase 2, au
3 soutien de la demande d'autorisation pour trois ans des investissements inférieurs au seuil de
4 1,5 M\$:

- 5 • Les plans de développement en lien avec les années tarifaires 2019-2020, 2020-2021 et
6 2021-2022;
- 7 • Le plan pluriannuel des investissements conformément à la décision D-2015-181;
- 8 • Les additions à la base de tarification pour les années tarifaires 2019-2020, 2020-2021 et
9 2021-2022 des projets inférieurs au seuil pour les catégories suivantes :
 - 10 ○ Développement de réseau
 - 11 ○ Amélioration du réseau
 - 12 ○ Entreposage du gaz
 - 13 ○ Installations générales
 - 14 ○ Frais généraux capitalisés
 - 15 ○ Actifs intangibles – développement informatique
 - 16 ○ Autres
 - 17 ○ Programmes commerciaux PRC/PRRC.

18 Considérant ce qui précède, en lien avec la décision D-2019-002, les informations portant sur les
19 additions à la base de tarification sont présentées aux pièces Énergir-L, Documents 3 et 10. Les
20 plans de développement des années tarifaires 2019-2020, 2020-2021 et 2021-2022 sont quant à
21 eux présentés aux pièces Énergir-I, Documents 2 et 3.

22 Bien que l'horizon de trois ans puisse amener une potentielle perte de précision dans la prévision
23 des investissements, Énergir juge que ce risque demeure faible. D'une part, les additions à la
24 base de tarification inférieures à 1,5 M\$ sont peu volatiles à travers le temps. Le Graphique 2
25 montre en effet qu'une fois agrégés, ces coûts croissent de manière très stable dans le temps. Si
26 des erreurs de prévision de coûts sont constatées, elles devraient demeurer faibles.

Graphique 2
Stabilité des additions à la base de tarification dans le temps (M\$),
excluant les projets majeurs



1 D'autre part, les additions à la base de tarification ont un impact sur le coût de service et les tarifs
 2 plus faible que les dépenses d'exploitation qui ont un impact direct. Par exemple, un
 3 investissement de 5 M\$, amorti sur une période de 40 ans, a un impact sur le coût de service
 4 d'environ 500 k\$ annuellement²⁸. Étant donné la faible volatilité des investissements à travers le
 5 temps, Énergir juge que les erreurs de prévision des investissements devraient avoir un impact
 6 faible sur les écarts de coûts constatés au réel.

Gestion d'un dossier pluriannuel autorisé et mécanisme de révision

7 Des changements de l'environnement externe comme interne peuvent compliquer la gestion
 8 d'une enveloppe budgétaire pluriannuelle de trois ans pour Énergir. D'abord, les investissements
 9 en développement sont directement fonction des nouveaux clients raccordés, lesquels dépendent
 10 du contexte économique, concurrentiel et même politique. De plus, certains investissements en
 11 amélioration du réseau peuvent être directement liés à des exigences réglementaires ou
 12 normatives qui ne sont pas sous le contrôle de l'entreprise.

13 Dans la présente proposition de mode réglementaire allégé en distribution, Énergir ne prévoit pas
 14 de mécanisme d'ajustement pour tenir compte de changements potentiels du contexte

²⁸ Approximation à haut niveau, avec un coût moyen pondéré du capital d'environ 7 % et incluant les impôts.

1 économique et concurrentiel, qui peuvent influencer les investissements en développement du
2 réseau.

3 Toutefois, Énergir propose que, si des modifications aux meilleures pratiques réglementaires ou
4 normatives qui visent spécifiquement l'industrie de distribution de gaz naturel se produisaient au
5 cours des années de l'allègement réglementaire, elle puisse demander à la Régie de modifier à
6 la marge les dépenses d'exploitation ou les investissements prévus à son plan pluriannuel avec
7 les justificatifs qui s'imposent.

3.3 AUTRES ÉLÉMENTS SERVANT À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS

8 Les autres coûts aux fins d'établissement des tarifs de distribution sont les suivants :

- 9 • Les investissements supérieurs au seuil de 1,5 M\$ qui proviennent d'autorisations
10 spécifiques, antérieures au dossier tarifaire;
- 11 • Tous les coûts relatifs au Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), tant les aides
12 financières capitalisées que les coûts d'opération, dont les budgets seront déterminés
13 dans les dossiers réglementaires présentés par TEQ²⁹;
- 14 • Tous les autres comptes de frais reportés³⁰, à l'exception des aides financières des
15 programmes commerciaux (PRC et PRRC) et des investissements inférieurs au seuil
16 de 1,5 M\$ en actifs intangibles – développement informatique dont le traitement prévu
17 a été présenté à la section 3.2;
- 18 • Les autres coûts qui sont présentés à la pièce établissant le revenu à récupérer dans
19 les tarifs³¹ :
 - 20 ○ Impôts fonciers et autres taxes, incluant la quote-part à TEQ
 - 21 ○ Autres revenus de distribution
 - 22 ○ CASEP

²⁹ Actuellement présenté devant la Régie dans le dossier R-4043-2018.

³⁰ Au dossier R-4018-2017, la pièce B-0107, Gaz Métro-N, Document 14, présentait les montants relatifs aux comptes de frais reportés.

³¹ Au dossier R-4018-2017, la pièce B-0302, Gaz Métro-G, Document 6, p. 10 présentait les montants qui composent le revenu requis en distribution

- 1 ○ Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs
- 2 ○ Frais de distribution.

3 Ces éléments de coûts génèrent peu de questions lors des dossiers tarifaires, soit parce qu'ils ne
4 sont que le reflet de décisions antérieures, ou parce que le distributeur a peu de contrôle sur
5 ceux-ci. Énergir propose donc de déposer annuellement ces éléments de coûts pour approbation
6 auprès de la Régie. La gestion des écarts de certains de ces coûts est actuellement traitée au
7 rapport annuel. Dans sa proposition d'allègement réglementaire, Énergir ne propose aucune
8 modification à la comptabilisation des écarts de coûts de ces rubriques, que ce soit comptabilisé
9 dans le coût de service réel ou dans un compte de frais reportés.

10 Enfin, tous les autres éléments généralement présentés dans le cadre des dossiers tarifaires
11 continueraient à l'être annuellement, notamment les coûts liés aux autres services (fourniture,
12 transport, équilibrage et SPEDE), le plan d'approvisionnement, le coût moyen pondéré du capital,
13 ainsi que la stratégie et les grilles tarifaires.

3.4 MÉCANISME DE DÉCOUPLAGE DES REVENUS

14 Énergir propose d'appliquer un mécanisme de découplage des revenus (ou *revenue decoupling*),
15 une mécanique qui retourne à la clientèle tous les écarts de revenus entre le revenu requis
16 autorisé et les revenus générés réels. Une portion du revenu requis autorisé serait toutefois
17 fonction de la croissance réelle des clients (à travers le calcul des dépenses d'exploitation
18 autorisées au rapport annuel), principal inducteur de coût des distributeurs. Christensen &
19 Associates définit le découplage des revenus ainsi :

20 « *Revenue decoupling adjusts energy prices to compensate for differences between actual sales*
21 *and test-year sales per customer. Revenue decoupling encourages energy conservation by*
22 *consumers, removes disincentives to utility promotion of energy efficiency, and protects utility*
23 *recovery of fixed costs from fluctuations in sales per customer. »³²*

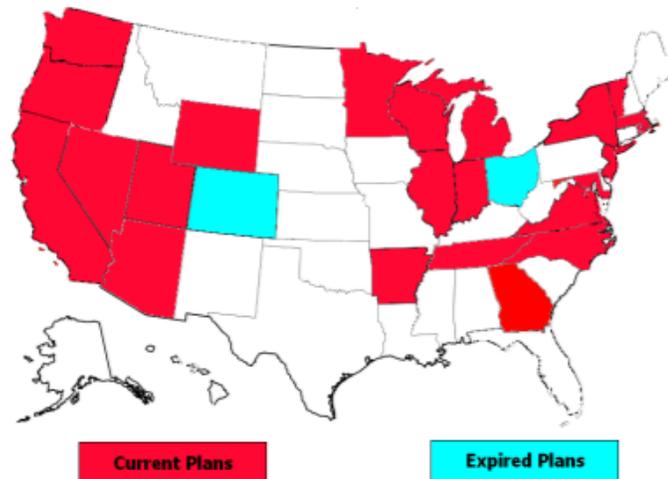
24 PEG observe pour sa part que le découplage des revenus est davantage présent chez les
25 distributeurs gaziers que les distributeurs électriques puisqu'on observe une plus grande

³² Christensen & Associates (2017), Report to the 85th Texas Legislature, Alternative Ratemaking Mechanisms, p. vi ([URL](#)).

- 1 décroissance de la consommation moyenne par client³³. Cette réalité s'observe également chez
2 Énergir.

Figure 1 : Application du découplage des revenus chez les distributeurs gaziers, par État, en date de 2013³⁴

Figure 5b: Gas Decoupling True up Plans by State



- 3 À l'instar des experts, Énergir a mis de l'avant certains des avantages du découplage des revenus
4 à l'égard des mesures d'efficacité énergétique dans son document de réflexion sur le prochain
5 MI envisagé.

6 « Le découplage volumes/revenus associé au plafonnement des revenus par client ferait en sorte
7 qu'Énergir, dans le cadre du mécanisme incitatif, ne serait pas pénalisée par ses actions pour
8 atteindre les objectifs fixés par le gouvernement en matière d'efficacité énergétique et de réduction
9 des émissions de gaz à effet de serre. »³⁵

10 Puis,

11 « Comme les volumes moyens ont tendance à diminuer dû à l'efficacité énergétique, les revenus
12 plafonds assurent une meilleure stabilité des revenus. Le découplage entre les revenus et la

³³ R-3897-2014, C-AQCIE-CIFQ-0047, p. 16.

³⁴ R-3897-2014, C-AQCIE-CIFQ-0047, p. 17.

³⁵ R-4027-2017, B-0005 (Énergir 1, Document 1), p. 9.

1 *consommation permet donc une compatibilité avec la mise en place de programmes d'efficacité*
2 *énergétique. »³⁶*

3 C'est pourquoi, afin de favoriser l'atteinte des objectifs fixés par le gouvernement en matière
4 d'efficacité énergétique et de réduction de gaz à effet de serre, Énergir propose que les écarts de
5 revenus liés aux volumes par client soient entièrement retournés à la clientèle. À titre d'exemple,
6 la mécanique de normalisation des revenus en fonction de la température retourne à la clientèle
7 tous les écarts de revenus liés aux volumes qui fluctuent en fonction de la température. La
8 proposition d'Énergir est similaire à l'application d'une normalisation des revenus, étendue à
9 l'ensemble des écarts de revenus.

10 Par ailleurs, le découplage proposé permet également de réduire la volatilité des TP/MAG, tout
11 en valorisant la saine gestion des coûts en favorisant la mise en place de mesures visant à
12 accroître la productivité. En effet, en retournant à la clientèle les écarts entre les revenus réels
13 générés et le revenu requis autorisé, le seul moyen pour Énergir de générer des TP est d'effectuer
14 une gestion rigoureuse de ses coûts. Conséquemment, aucun écart du bénéfice net n'est généré
15 par des écarts de prévisions de volume. Les TP/MAG sont ainsi calculés en comparant le revenu
16 requis autorisé au coût de service réel. Le Tableau 1 suivant présente une application simplifiée
17 de la proposition, en comparaison avec la méthode actuelle.

³⁶ R-4027-2017, B-0005 (Énergir 1, Document 1), p. 13.

Tableau 1 : Application simplifiée de la proposition de découplage

	Méthode actuelle en coût de service	Traitement proposé en découplage
Revenus réels générés	620 M\$	
Revenus réels générés normalisés	610 M\$	
Revenu requis autorisé (sur la base de la croissance réelle des clients)	600 M\$	
Coût de service réel	595 M\$	
Écarts retournés à la clientèle avant le mode de partage	10 M\$ (620-610)	20 M\$ (620-600)
Écarts partagés selon le mode de partage	15 M\$ (610-595)	5 M\$ (600-595)

1 Un découplage des revenus accompagne généralement des mécanismes incitatifs de type
 2 revenu plafond. En effet, comme le revenu requis autorisé dans un tel mécanisme est fonction du
 3 nombre de clients, le volume par client ne devrait pas avoir d'incidence sur l'évaluation de sa
 4 performance. Dans sa décision D-2012-076, la Régie demandait à Énergir d'appliquer un
 5 découplage des revenus dans son prochain MI.

6 « [158] La Régie demande également au distributeur de combiner au plafonnement des revenus
 7 un mécanisme de découplage, du même type que ceux auxquels l'expert faisait référence dans
 8 son témoignage. Ainsi, les revenus reconnus au distributeur en fin d'année pourraient être évalués
 9 sur la base du nombre de clients réels par catégorie tarifaire.

10 [159] Un tel mécanisme de découplage permettrait de comparer les coûts réellement encourus en
 11 fin d'année avec les revenus reconnus au distributeur dans le cadre du rapport annuel. L'écart
 12 entre ces revenus et ces coûts pourrait faire l'objet d'un partage entre [Énergir] et les clients. L'écart
 13 entre les revenus réellement générés par les tarifs et les revenus reconnus au distributeur serait
 14 entièrement assumé par les clients, qu'il soit positif ou négatif. »³⁷

15 Même si l'allègement proposé par Énergir ne prend pas la forme d'un mécanisme incitatif global,
 16 le distributeur ne voit pas d'inconvénient à introduire la mécanique de découplage. Toutefois,
 17 Énergir juge que l'application du découplage devra refléter le principe que le nombre de clients
 18 est le principal inducteur de coûts des dépenses d'exploitation, sans quoi les coûts réels qui

³⁷ D-2012-076, p. 39.

1 augmentent avec les clients réels ne seraient pas reconnus. Comme la Régie le mentionnait dans
2 sa décision D-2012-076, « les revenus reconnus au distributeur en fin d'année pourraient être
3 évalués sur la base du nombre de clients ». C'est d'ailleurs ce que reflète la proposition d'Énergir
4 à la section 3.1.

5 Selon Énergir, la proposition de découplage des revenus améliore grandement les incitatifs à
6 réaliser des gains de productivité. En effet, Énergir ne pourra bonifier son rendement autorisé
7 que si elle réalise des économies par rapport au revenu requis autorisé.

4 MODE DE PARTAGE ET RENDEMENT SUR L'AVOIR ORDINAIRE PRÉSUMÉ

1 Dans les dernières années, la Régie et plusieurs intervenants ont à différentes occasions affirmé
2 que le risque d'affaires d'Énergir s'est accru, notamment en lien avec la transition énergétique
3 souhaitée par la Politique énergétique 2030 et la mise en place du système de plafonnement et
4 d'échange de droits d'émission (SPEDE).

5 De surcroît, tel que démontré dans le cadre du dossier R-3879-2014³⁸, un mode réglementaire
6 où les dépenses d'exploitation sont fixées par une formule paramétrique expose Énergir à un
7 niveau de risque supérieur à celui que le distributeur assume sous la méthode du coût de service.
8 Ce mécanisme de fixation des dépenses d'exploitation, jumelé à l'autorisation pour les trois
9 prochaines années des investissements inférieurs au seuil de 1,5 M\$, fait en sorte qu'une
10 proportion importante du revenu requis en distribution ne peut être révisée annuellement sur la
11 base des besoins anticipés. Dans ce contexte, Énergir ferait face à un risque accru.

12 L'augmentation du risque peut s'apprécier de deux manières, soit à travers un ajustement du taux
13 de rendement et de la structure de capital, ou par une modification du mode de partage en
14 vigueur. Comme Énergir cherche avec sa proposition à alléger le processus réglementaire, un
15 dossier de taux de rendement, lequel est généralement complexe, long et coûteux, n'apparaît
16 pas cohérent avec le premier objectif de la proposition.

17 Dans ces circonstances, Énergir juge qu'il est préférable de revoir le mode de partage des écarts
18 de rendement.

4.1 RISQUE D'AFFAIRES

19 Dans sa décision D-2011-182, la Régie s'est penchée sur l'évaluation du risque d'affaires
20 d'Énergir. La Régie reconnaissait alors qu'Énergir était plus à risque que les distributeurs
21 comparables :

³⁸ R-3879, B-0391, Gaz Métro-3, Document 1.

1 « La Régie considère le risque global de l'entreprise supérieur à celui du distributeur repère,
2 notamment en raison de la composition de sa clientèle et de la concurrence de l'électricité au
3 Québec. »³⁹

4 Depuis cette décision, le risque d'affaires d'Énergir n'a pas été examiné directement par la Régie.
5 Celle-ci a toutefois réaffirmé que l'activité de distribution gazière au Québec était une activité dont
6 le risque s'était accru au cours des dernières années dans le dossier R-3867-2013. Cet avis était
7 partagé par plusieurs intervenants. La Régie a formellement identifié les risques suivants dans
8 sa décision D-2018-080⁴⁰ :

- 9 • les progrès réalisés en matière d'efficacité énergétique, combinés à la réduction observée
10 dans la taille des ménages, ont eu pour conséquence de faire chuter les consommations
11 unitaires par branchement, et donc les revenus unitaires, créant ainsi une pression à la
12 hausse sur les tarifs, toutes choses étant égales par ailleurs;
- 13 • les coûts de raccordement des nouveaux clients seront de plus en plus élevés;
- 14 • la difficulté croissante de rentabilisation des projets d'extension de réseau dans le cadre
15 réglementaire actuel;
- 16 • la forte concurrence de l'électricité à laquelle font face les distributeurs de gaz naturel au
17 Québec pour satisfaire les besoins de chauffe du marché commercial et, encore plus
18 vivement, dans le marché résidentiel;
- 19 • la faible densification du réseau d'Énergir en termes de nombre de clients par kilomètre
20 de conduites, comparativement à ses pairs;
- 21 • le taux d'attrition important de la clientèle constaté au cours des dix dernières années,
22 notamment dans le marché résidentiel;
- 23 • le rôle incertain du gaz naturel dans l'avenir du bilan énergétique québécois, notamment
24 en raison des objectifs de réduction des émissions de GES.

25 Par ailleurs, tel que mentionné à l'introduction de la section 4, la nouvelle proposition d'allègement
26 réglementaire d'Énergir augmente le risque d'affaires. La croissance contrainte des dépenses

³⁹ D-2011-182, paragr. 235.

⁴⁰ D-2018-080, paragr. 68.

1 d'exploitation et l'autorisation sur trois ans des investissements inférieurs au seuil sont deux
2 nouveaux facteurs de risque.

3 Finalement, le découplage des revenus permettrait de répondre aux préoccupations de la Régie
4 quant à l'asymétrie d'information et la présentation de prévisions conservatrices, qu'elle dit
5 inhérentes aux dossiers tarifaires présentés en coût de service⁴¹. Si les experts mentionnent que
6 le découplage des revenus permet typiquement de mitiger le risque associé à la diminution du
7 volume moyen, le découplage proposé aura peu d'impact sur ce facteur de risque puisque les
8 tarifs seront quand même réévalués annuellement pour tenir compte de la nouvelle
9 consommation moyenne comme cela est fait actuellement.

4.2 MODE DE PARTAGE DES ÉCARTS DE RENDEMENT

10 Le mode de partage des écarts de rendement précise la manière dont ceux-ci sont répartis entre
11 la clientèle et l'actionnaire. Actuellement, les écarts de rendement sont calculés en comparant le
12 coût de service réel aux revenus réels générés, tel qu'illustré au Tableau 1 de la section 3.4.

13 Dans le cadre du dossier R-3879-2014⁴², Énergir, sur la base de l'avis d'un expert de Concentric
14 Energy Advisors, avait clairement démontré que le mode de partage qui prévalait à l'époque
15 n'accomplissait pas son objectif ultime, tout en étant le plus restrictif des distributeurs gaziers
16 comparables :

17 « As long as the ESM includes a meaningful opportunity for the utility to retain a portion of efficiency
18 gains, it will encourage the utility to design and implement initiatives to realize these efficiencies. »⁴³

19 « The existing ESM provides an extraordinarily limited opportunity for [Énergir] to share in any
20 upside earnings. [Énergir] upside is limited to 25 basis points, providing virtually no incentive for
21 [Énergir] to expend resources in an effort to achieve efficiency gains. »⁴⁴

22 « Attachment B illustrates how [Énergir]'s ESM compares to other North American ESMs.
23 [Énergir]'s restrictive ESM is a clear outlier among regulatory precedents throughout North America
24 as it provides the most limited opportunity to share in upside earnings as any ESM [...] while it also
25 requires [Énergir] to absorb 100% of underearnings. In fact, it is the most restrictive ESM that I
26 have ever seen. »⁴⁵

⁴¹ D-2013-106, paragr. 386.

⁴² R-3879-2014, B-0391, Gaz Métro-3, Document 1, section 3.

⁴³ R-3879-2014, B-0392, Gaz Métro-3, Document 2, Concentrics, Robert C. Yardley, Jr. Direct testimony, p. 8.

⁴⁴ R-3879-2017, B-0392, Gaz Métro-3, Document 2, Concentrics, Robert C. Yardley, Jr. Direct testimony, p. 10.

⁴⁵ R-3879-2014, B-0392, Gaz Métro-3, Document 2, Concentrics, Robert C. Yardley, Jr. Direct testimony, p. 10.

1 Ainsi, dans un contexte où le rattrapage du calendrier s'avérait une priorité importante de la Régie,
2 des intervenants et du distributeur, un compromis avait été établi afin d'adopter le même mode
3 de partage des TP et des MAG que celui adopté pour HQD-HQT, pour la période 2015-2017. Le
4 mode de partage a été reconduit pour les périodes 2017-2018⁴⁶ et 2018-2019⁴⁷. Les TP d'Énergir
5 sont partagés comme suit :

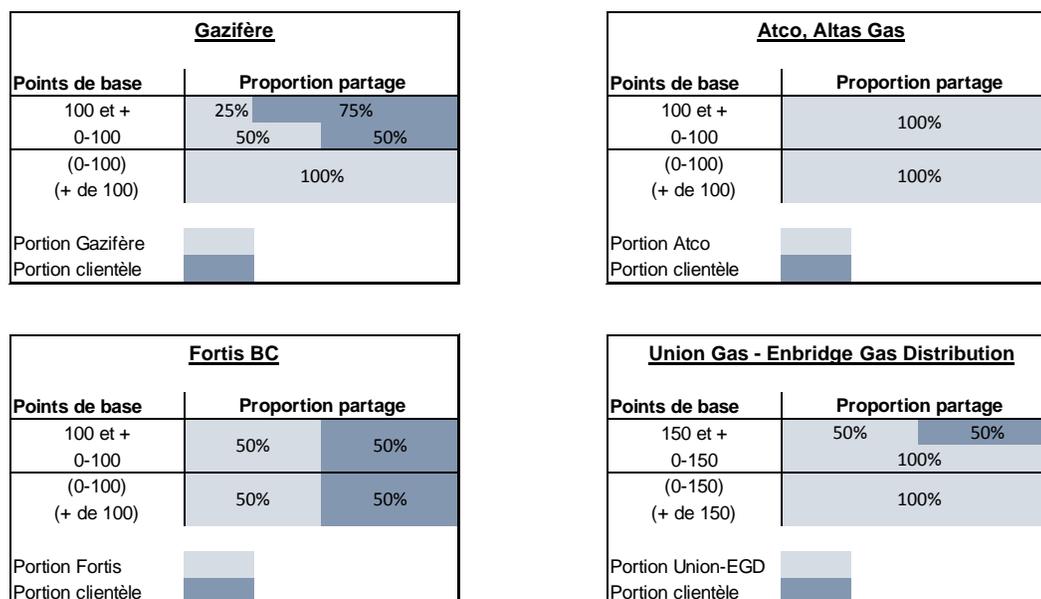
- 6 • premiers 100 points de base : Énergir 50 %, clientèle 50 %;
- 7 • au-delà de 100 points de base : Énergir 25 %, clientèle 75 %.

8 Les MAG sont toutefois entièrement à la charge du Distributeur.

9 Le mode de partage de Gazifère est identique à celui d'Énergir et a été reconduit pour les années
10 2019 et 2020 par la Régie dans la décision D-2018-090. Ce mode de partage est le plus sévère
11 parmi les gazières canadiennes, tel que présenté à la Figure 2. Ainsi, seule Union-Enbridge s'est
12 vu autoriser un mode de partage asymétrique. Toutefois, l'entreprise se voit attribuer 100 % des
13 TP pour les 150 premiers points de base.

⁴⁶ D-2017-014, paragr. 51.

⁴⁷ D-2017-135, paragr. 40.

Figure 2 Modes de partage des distributeurs gaziers comparables⁴⁸

1 L'attribution de la totalité des MAG à Énergir et de seulement une part des TP a notamment été
 2 justifiée par la Régie par le fait qu'une réglementation sur la base d'un coût de service est sujette
 3 à l'asymétrie d'information et aux prévisions conservatrices⁴⁹. Elle reconnaît par ailleurs que dans
 4 un tel mode réglementaire, les gains de productivité ne sont qu'une source possible de TP⁵⁰. Des
 5 préoccupations similaires, relatives au contrôle d'Hydro-Québec sur ses outils de gestion et ses
 6 outils de prévision avaient guidé la Régie lors de l'établissement du mode de partage⁵¹,
 7 actuellement appliqué également aux écarts de rendement d'Énergir.

8 Énergir juge que sa nouvelle proposition d'allègement réglementaire répond bien aux
 9 préoccupations de la Régie. D'une part, Énergir n'aurait pas recours à des prévisions budgétaires
 10 pour la fixation de ses dépenses d'exploitation, lesquelles seraient autorisées sur la base de la
 11 croissance réelle des clients et sur un indice pondéré d'inflation. D'autre part, avec le mécanisme
 12 de découplage des revenus, il ne serait plus possible de générer des TP à partir d'écarts de

⁴⁸ Pour Gazifère, D-2018-090, paragr. 83; pour ATCO et Alta Gas, 20414-D01-2016, p. 91; pour Fortis BC Energy, G-138-14, p. 138-139; pour Union-Enbridge, EB-2017-0306-0307, décision finale, p. 29 (en vigueur au 1^{er} janvier 2019).

⁴⁹ D-2013-106, paragr. 386.

⁵⁰ D-2013-106, paragr. 383.

⁵¹ D-2014-034, paragr. 354 à 370.

1 prévision volumétrique. Le seul moyen de générer des TP reposerait sur la capacité du
2 distributeur à contrôler l'accroissement de ses coûts.

3 De plus, une révision du mode de partage des écarts de rendement permettrait de refléter
4 l'augmentation du risque d'affaires. Bien que la réévaluation du taux de rendement sur l'avoir
5 ordinaire présumé pourrait reconnaître cette appréciation du risque, elle serait contreproductive
6 à l'avancement des dossiers stratégiques visé par la nouvelle proposition d'allégement.

7 Dans ce contexte, le nouveau mode réglementaire allégé proposé s'accompagne d'une révision
8 du mode de partage (voir Figure 3), lequel comporte une zone sans partage (« deadband ») pour
9 les 50 premiers points de base.

10 Les TP d'Énergir seraient partagés comme suit :

- 11 • 50 premiers points de base : Énergir 100 %
- 12 • Pour les TP, au-delà de 50 points de base : Énergir 50 %, clientèle 50 %;

13 Tous les MAG seraient toutefois entièrement à la charge du Distributeur.

14 Tout d'abord, grâce au mécanisme de découplage des revenus, la volatilité des écarts de
15 rendement serait grandement réduite, puisque tous les écarts de revenus générés par des erreurs
16 de prévision volumétrique seraient retournés à la clientèle; seuls les écarts entre le revenu requis
17 autorisé et le coût de service réel seraient partagés en fonction du mode de partage. Une gestion
18 rigoureuse des coûts deviendrait la seule source possible de TP. Ainsi, si le découplage des
19 revenus réduit la volatilité des écarts de rendement partagés, Énergir estime raisonnable qu'une
20 plus grande part de ces écarts lui soit allouée.

21 Le **Tableau 2** illustre la répartition des écarts de rendement entre la clientèle et le distributeur.

Tableau 2 : Répartition des écarts de rendement en supposant que 50 points de base représentent 5 M\$

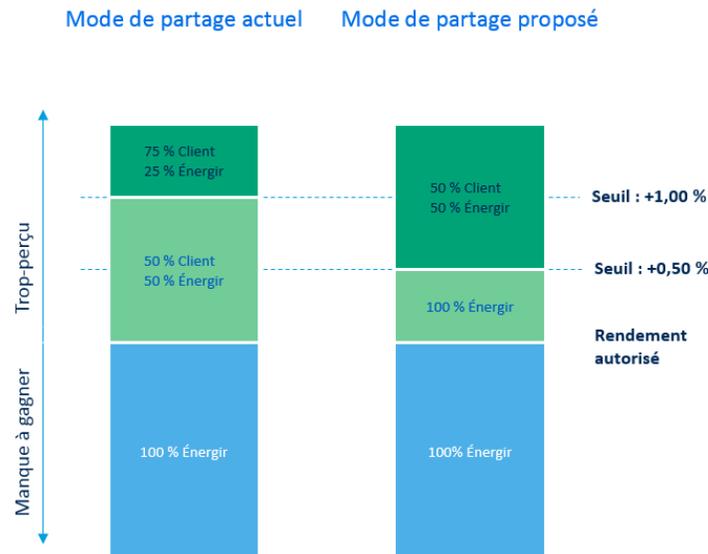
Gains (Pertes) de productivité	Part des clients	Part d'Énergir
3 M\$	0 \$	3 M\$
5 M\$	0 \$	5 M\$
10 M\$	2,5 M\$	7,5 M\$
-10 M\$	0 \$	-10 M\$
-5 M\$	0 \$	-5 M\$
-3 M\$	0 \$	-3 M\$

1 Selon Énergir, ce nouveau mode de partage, en concomitance avec la fixation des dépenses
 2 d'exploitation selon une formule paramétrique, l'autorisation des investissements inférieurs au
 3 seuil pour une durée de trois ans, le mécanisme de découplage des revenus, ainsi que la
 4 reconduction du taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé, permet de contribuer de
 5 manière importante à l'allègement du processus réglementaire, tout en constituant un équilibre
 6 acceptable entre le risque encouru et les rendements attendus du distributeur. Sans un
 7 ajustement du mode de partage en vigueur actuellement et dans un contexte de gel du taux de
 8 rendement, Énergir conclurait que l'augmentation du risque associé à l'environnement externe et
 9 à la nouvelle proposition d'allègement réglementaire serait insoutenable.

10 Ainsi, si la Régie rejetait la proposition globale d'Énergir en modifiant l'équilibre proposé entre les
 11 mesures décrites à la présente, elle devra s'assurer que le résultat permet l'établissement de
 12 tarifs justes et raisonnables, tout en donnant droit à un rendement raisonnable sur la base de
 13 tarification. Dans le cas contraire, Énergir n'aurait d'autres choix que d'évaluer certaines options,
 14 dont celle de déposer une demande en coût de service complet en phase 2 du dossier tarifaire
 15 2019-2020. De surcroît, une réflexion pourrait également être tenue pour évaluer l'opportunité de
 16 déposer une demande visant à revoir le taux de rendement. Ces situations, si elles devaient se
 17 réaliser, pourraient avoir comme conséquence d'induire des retards réglementaires et des coûts

- 1 importants. Énergir s'est ainsi assurée d'avoir une proposition équilibrée qui mènerait à des tarifs
2 justes et raisonnables.

Figure 3 : Modes de partage des écarts de rendement actuel et proposé



4.3 TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR ORDINAIRE PRÉSUMÉ

3 Lors de la Cause tarifaire 2018-2019, la Régie a approuvé la reconduction du taux de rendement
4 sur l'avoir ordinaire présumé d'Énergir de 8,90 %. Ce taux de rendement de base est en vigueur
5 depuis la Cause tarifaire 2012⁵². Au moment d'établir ce taux, la Régie statuait également sur
6 l'application d'une formule d'ajustement automatique (FAA), formule calquée sur celle autorisée
7 pour Gazifère⁵³. La FAA devait être utilisée pour établir le taux de rendement de l'actionnaire à
8 compter de la Cause tarifaire 2013 et pour une durée minimale de trois ans.

9 Or, en janvier 2013, la Régie accepte de suspendre l'application de la FAA parce que les taux
10 sans risque, reflétés par le rendement moyen des obligations canadiennes à 30 ans, étaient à un
11 niveau exceptionnellement bas (2,7 %). Une reconduction du taux de 8,90 % permettait ainsi de
12 concilier les intérêts d'Énergir et de la clientèle⁵⁴. Depuis, notamment en raison du contexte

⁵² D-2011-182, paragr. 309. La structure de capital présumée est également inchangée depuis cette décision.

⁵³ D-2010-147.

⁵⁴ D-2013-003, paragr. 23 et 24.

1 économique et financier toujours exceptionnel, la FAA ne s'est toujours pas appliquée. Plus
2 récemment, dans la décision D-2018-090 portant sur la phase 1 de la Cause tarifaire de Gazifère
3 (R-4032-2018), la Régie a suspendu de nouveau la FAA jusqu'en 2020, constatant que les taux
4 sans risque se trouvaient toujours sous le seuil identifié par le D' Booth⁵⁵ et que le contexte
5 économique et financier était semblable à celui ayant mené à la suspension de la formule depuis
6 2013.

7 Énergir soumet que les principaux arguments invoqués pour fixer le taux de rendement à 8,9 %
8 depuis 2013 sont toujours pertinents dans le contexte présent et justifient la reconduction *a priori*
9 du taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé de 8,9 % pour la durée de la nouvelle
10 proposition d'allègement (2019-2020 à 2021-2022) :

- 11 • Le maintien du taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé à 8,9 % est raisonnable
12 au sens de l'article 49 de la Loi et répond aux critères retenus par la Régie (« Fair Return
13 Standards »);
- 14 • Les conditions économiques et financières actuelles et prévues à moyen terme,
15 notamment en regard au taux sans risque, sont similaires à celles ayant mené la Régie à
16 suspendre l'application de la FAA et à maintenir le taux de rendement à 8,9 % pour la
17 période 2013-2019;
 - 18 ○ le taux sans risque de 2,55 % et les écarts de crédit de 1,49 % observés en
19 septembre 2012 constituent des valeurs similaires à celles enregistrées en
20 septembre 2018, soit 2,71 % et 1,38 % respectivement.
- 21 • Le maintien du taux de rendement actuel permet de maximiser l'efficacité, l'efficience, la
22 stabilité et la prévisibilité du processus réglementaire, alors qu'un examen approfondi du
23 taux de rendement est complexe et requiert une grande quantité de ressources, de coûts
24 et de temps.

25 Le maintien du taux de rendement actuel, en concomitance avec les autres mesures contenues
26 à la présente proposition d'allègement réglementaire, permet de contribuer de manière
27 importante à l'allègement du processus réglementaire, tout en constituant un équilibre acceptable
28 entre le risque encouru et les rendements attendus du distributeur.

⁵⁵ Seuil identifié à 4 % dans la décision D-2014-034, paragr. 259.

1 Étant donné l'instabilité des variables financières et le comportement exceptionnel du taux sans
2 risque, Énergir considère opportun et prudent de maintenir cette cohérence. Ainsi, dans le
3 contexte actuel des paramètres financiers, une FAA n'apparaît pas applicable, comme ce fut le
4 cas depuis que la décision D-2011-182 a été rendue. Énergir rappelle les propos du D' Booth, qui
5 stipulait en 2014 qu'une FAA ne serait applicable qu'à partir d'un taux sans risque de 4 % :

6 « Dr. Booth also advocated that an ROE formula does not start to operate until the yield on the
7 long-term Canada bonds exceeds four per cent. »⁵⁶

8 Dans le contexte de la présente demande, il apparaît opportun de reconduire le taux de
9 rendement sur l'avoir ordinaire présumé de 8,9 % pour la durée de la nouvelle proposition
10 d'allègement, à moins qu'il y ait des changements importants aux conditions économiques et
11 financières qui permettaient l'application de la FAA (notamment par le rehaussement du taux
12 sans risque au-dessus de 4 %) et sous réserve des commentaires formulés précédemment
13 concernant l'importance de maintenir le délicat équilibre existant entre les différentes mesures
14 visées par la présente proposition d'allègement réglementaire.

⁵⁶ Alberta Utilities Commission Decision 2191-D01-2015.

5 ALLÈGEMENT RÉGLEMENTAIRE GÉNÉRÉ PAR LA PROPOSITION

1 Énergir a utilisé l'exercice tarifaire 2018-2019⁵⁷ en coût de service complet afin d'établir une
2 estimation contemporaine du fardeau réglementaire associé à un tel exercice ainsi que
3 l'allègement potentiel associé à la présente proposition. Ces estimations ont été réalisées sur
4 deux aspects, soit en premier les travaux préparatoires requis par les ressources d'Énergir
5 préalablement au dépôt des pièces composant le dossier tarifaire. Et en second, sur l'examen
6 de ces pièces par la Régie et les intervenants.

5.1 TRAVAUX PRÉPARATOIRES

7 Les analyses d'Énergir révèlent que la somme des travaux préparatoires requis pour l'élaboration
8 des prévisions des dépenses d'exploitation et des pièces à leur soutien est colossale puisqu'il
9 requiert l'équivalent d'un peu plus de 105 jours de travail pour une personne. Évidemment,
10 l'intervention de plus d'une personne est nécessaire à la réalisation de ces travaux afin que les
11 prévisions de sept secteurs, et leurs comparaisons aux résultats antérieurs, puissent être
12 intégrées au revenu requis d'un dossier tarifaire. Conséquemment, la somme des jours présentée
13 ici ne vise qu'à illustrer l'ampleur de la tâche. Par ailleurs, Énergir souligne que pour la préparation
14 des prévisions présentées au dossier R-4018-2017, un grand nombre de chiffriers, représentant
15 plus de 185 documents Excel, a été utilisé.

16 Or, si la Régie accueillait favorablement la proposition de détermination des dépenses
17 d'exploitation présentées à la section 3.1, Énergir estime que le nombre de jours de travail pour
18 une personne pourrait être réduit d'environ 75, c'est-à-dire qu'environ 30 jours seraient requis
19 pour déterminer les dépenses d'exploitation et les documents réglementaires à leur soutien et ce,
20 dès le présent dossier tarifaire. Cette réduction pourrait être reconduite pendant les trois
21 exercices tarifaires de l'allègement réglementaire.

22 De manière comparable, Énergir a analysé la somme des travaux préparatoires requis pour
23 l'élaboration des prévisions en matière d'immobilisations, c'est-à-dire les additions à la base de
24 tarification pour les investissements inférieurs à 1,5 M\$. L'analyse révèle que la préparation de la

⁵⁷ R-4018-2017.

1 prévision en matière d'immobilisation et des charges d'amortissement, ainsi que des pièces à
2 leur soutien, requiert l'équivalent d'environ 80 jours de travail pour une personne et l'utilisation de
3 plus de 110 documents préparatoires.

4 Si la Régie accueillait favorablement la proposition de prévisions en immobilisations inférieures à
5 1,5 M\$ présentée à la section 3.2, Énergir estime que la charge de travail pourrait être réduite de
6 15 jours pour les deux dernières années de l'allégement (2020-2021 et 2021-2022). Ceci
7 s'explique par le fait qu'une prévision sur un horizon de trois ans serait préparée dans le présent
8 exercice et que, pour les années subséquentes, des travaux visant notamment la détermination
9 des valeurs historiques et de l'amortissement demeuraient requis.

10 Par ailleurs, Énergir soumet qu'elle se penche actuellement sur les processus prévisionnels et
11 les solutions informatiques potentielles afin d'être en mesure d'en améliorer notamment le
12 traitement des processus de travaux préparatoires analysés précédemment. Énergir estime
13 toutefois peu probables l'implantation et la mise en service à courte échéance de solutions
14 informatiques allégeant significativement la préparation de ces prévisions. Conséquemment,
15 Énergir estime que le processus de détermination du montant des dépenses d'exploitation
16 incluses au revenu requis ainsi que des prévisions en immobilisations soumises à titre d'additions
17 à la base de tarification constituent un potentiel d'allégement important.

18 Énergir est d'avis que, dans la mesure où dans le cadre de l'aspect 2 du dossier R-4043-2018 la
19 Régie examinera les programmes et mesures sous la responsabilité des distributeurs, les
20 dossiers tarifaires d'Énergir devraient en être allégés. En effet, l'examen du PGEÉ d'Énergir
21 devrait être importé au dossier R-4043-2018, conséquemment l'examen des dossiers tarifaires
22 2019-2020, 2020-2021 et 2021-2022 en serait donc allégé pour le distributeur, la Régie et les
23 intervenants. Il est à noter qu'à ce sujet Énergir présente à la pièce Énergir-E, Document 7
24 l'information justificative qu'elle prévoit présenter à la Régie dans le cadre la phase 2 du présent
25 dossier.

5.2 PROCESSUS D'EXAMEN DES PIÈCES

26 L'attribution de cote constante des pièces par sujet implantée à compter du dossier tarifaire 2018-
27 2019 a permis à Énergir, de façon plus efficace, d'apprécier le potentiel d'allégement
28 réglementaire pour le distributeur, la Régie et les intervenants en lien avec la présente
29 proposition. Énergir a analysé la répartition des demandes de renseignements par sujet soumises

1 au dossier R-4018-2017, ainsi la figure 4 illustre la distribution des sujets de demandes de
2 renseignements du dossier tarifaire 2018-2019⁵⁸. Il appert que la rubrique « N = coût de service
3 et revenu requis », laquelle incluait les dépenses d'exploitation, représentait environ 20 % du
4 nombre de questions soumises en demandes de renseignements reçues de l'ensemble des
5 parties prenantes. Bien qu'il ne s'agisse que d'un exercice sur une année, Énergir estime, à la
6 lumière de ces résultats et de son expérience, que la proposition énoncée à la section 3.1 pourrait
7 contribuer à réduire dans une proportion similaire le fardeau réglementaire chez le régulateur et
8 le distributeur.

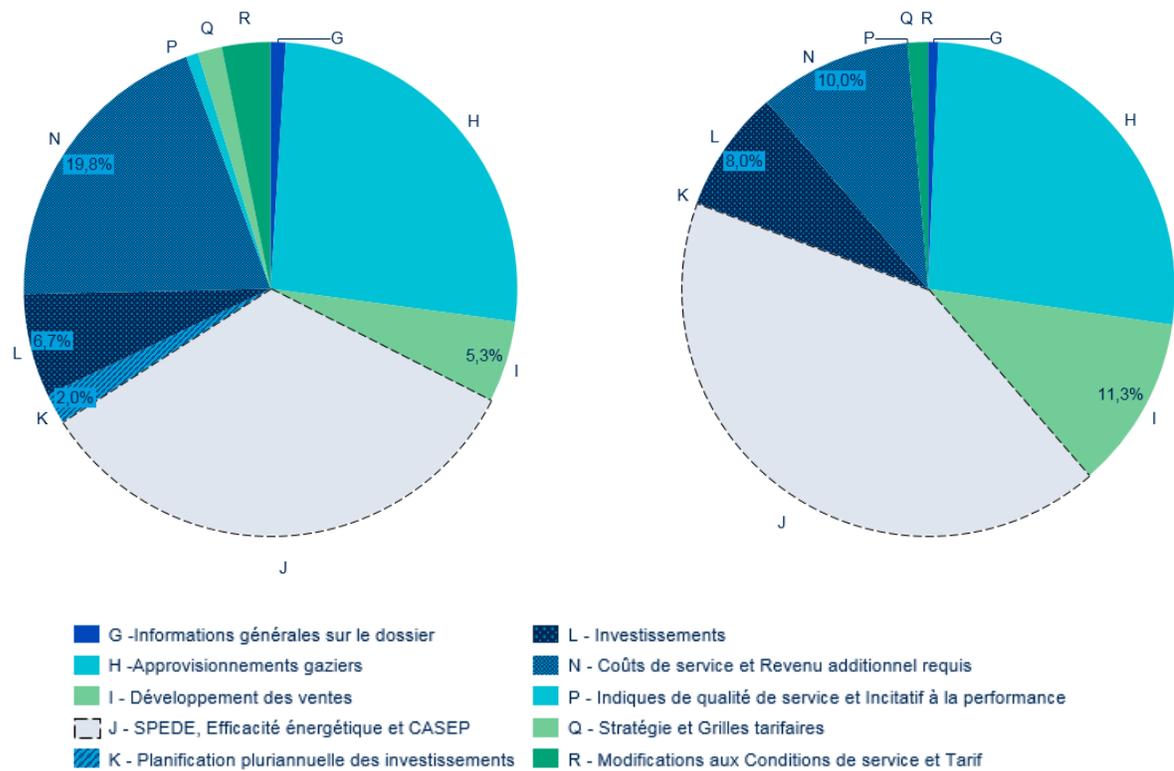
9 De plus, les résultats de la rubrique « L = investissements », représentant quant à elle environ
10 7 % du nombre de questions soumises en demande de renseignements, indique qu'en fonction
11 d'un accueil favorable de la proposition énoncée à la section 3.2, le fardeau réglementaire pourrait
12 en être réduit d'autant aux années 2 et 3 de la proposition d'allégement réglementaire.

13 Finalement, comme en témoigne la forte représentation de la rubrique « J = SPEDE, Efficacité
14 énergétique et CASEP » de la figure 4, l'examen du PGEÉ d'Énergir au dossier R-4043-2018
15 pour Transition énergétique Québec, permettra d'alléger significativement le dossier tarifaire du
16 distributeur.

17 Considérant ce qui précède, Énergir estime que la présente proposition permettrait de dégager
18 plusieurs ressources tant chez le distributeur, la Régie et les intervenants afin qu'il soit possible
19 pour elles de participer à l'avancement de dossiers porteurs d'avenir pour la clientèle d'Énergir et
20 la société québécoise.

⁵⁸ R-4018-2017.

Figure 4 : Répartition des demandes de renseignements du dossier tarifaire 2018-2019, par grand sujet, provenant de l'ensemble des parties prenantes (gauche) et provenant de la Régie (droite)



CONCLUSION

1 Énergir propose une nouvelle formule globale d'allégement réglementaire sous la forme d'un
2 dossier pluriannuel s'étalant sur trois ans, où le budget autorisé pour les dépenses d'exploitation
3 serait fonction d'une formule paramétrique et où les investissements en immobilisation, en
4 développement informatique et en aides commerciales seraient prévus pour la durée complète
5 de l'allégement. Cet allégement permettrait l'avancement de dossiers stratégiques auprès de la
6 Régie tels que l'établissement des modalités d'achat et de vente de gaz naturel renouvelable
7 (R-4008-2017) dont la requête initiale a été déposée le 7 juillet 2017. L'établissement d'une
8 majeure partie du budget autorisée à l'an 1 permettrait également à la clientèle d'Énergir de
9 bénéficier d'une bonne prévisibilité au niveau des tarifs de distribution, et à Énergir de prendre
10 des décisions d'affaires sur un horizon à plus long terme, en réduisant l'incertitude liée à
11 l'approbation du revenu requis autorisé chaque année.

12 Énergir propose également un découplage des revenus, de manière à répondre aux
13 préoccupations de la Régie et des intervenants concernant l'asymétrie d'information et les
14 prévisions conservatrices au niveau des volumes. Cet élément est aligné avec les objectifs de la
15 politique énergétique afin d'éliminer tout frein à l'efficacité énergétique. Le découplage
16 encouragerait également la gestion efficiente des coûts puisque le distributeur bonifierait son
17 rendement, principalement en mettant en place des mesures de contrôle de l'accroissement de
18 ses coûts. Tout écart lié aux erreurs de prévision de volume par client serait retourné à la clientèle.

19 En cohérence avec le mécanisme de découplage des revenus, et afin de refléter l'augmentation
20 du risque d'affaires d'Énergir reconnue par la Régie et les intervenants, ainsi que du risque
21 inhérent à sa nouvelle proposition d'allégement, Énergir accompagne sa proposition d'une
22 modification au mode de partage des écarts de rendement. La réévaluation du taux de rendement
23 sur l'avoir ordinaire présumé ne peut être réalisée sans de facto nuire à l'objectif d'allégement
24 recherché par Énergir.

25 Énergir a mis une emphase particulière pour développer un nouveau mode réglementaire allégé
26 en vertu duquel les mesures concomitantes mènent à des tarifs justes et raisonnables. Ainsi, la
27 fixation des dépenses d'exploitation selon une formule paramétrique, l'autorisation des
28 investissements inférieurs au seuil pour une durée de trois ans, le mécanisme de découplage des

1 revenus, le nouveau mode de partage, ainsi que la reconduction du taux de rendement sur l'avoir
2 ordinaire présumé, constituent ensemble une proposition globale qui permet un équilibre
3 acceptable entre le risque encouru et les rendements attendus du distributeur. Conséquemment,
4 si la Régie rejetait la proposition globale d'Énergir en modifiant l'équilibre proposé entre les
5 mesures décrites à la présente, elle devra s'assurer que le résultat permet l'établissement de
6 tarifs justes et raisonnables, tout en donnant droit à un rendement raisonnable sur la base de
7 tarification. Dans le cas contraire, Énergir n'aurait d'autres choix que d'évaluer certaines options,
8 dont celle de déposer une demande en coût de service complet en phase 2 du dossier tarifaire
9 2019-2020. De surcroît, une réflexion pourrait également être tenue pour évaluer l'opportunité de
10 déposer une demande visant à revoir le de taux de rendement. Ces situations, si elles devaient
11 se réaliser, pourraient avoir comme conséquence d'induire des retards réglementaires et des
12 coûts importants. Énergir s'est ainsi assurée d'avoir une proposition équilibrée qui mènerait à des
13 tarifs justes et raisonnables.

14 Enfin, Énergir est consciente des délais serrés pour étudier sa proposition. En effet, une décision
15 favorable devrait être donnée au plus tard le 28 février 2019, afin que les nouveaux tarifs puissent
16 être en vigueur au 1^{er} décembre 2019. Advenant que la Régie rejette la proposition, considérant
17 les délais énoncés à la section 5, la date de dépôt des pièces comptables du 30 avril 2019
18 annoncée à la pièce Énergir-E, Document 1 ne peut être assurée. Ainsi, de manière à accélérer
19 l'analyse de sa proposition, Énergir est ouverte à tenir, au moment opportun pour la Régie, une
20 séance de travail, de manière à présenter et expliquer la présente proposition et à répondre aux
21 questionnements des parties prenantes. Énergir soumet que cette dernière pourrait être
22 combinée à celle demandée par la Régie à la décision D-2018-080 (par.412) au sujet de la
23 catégorisation des investissements inférieurs au seuil devant faire l'objet d'une demande
24 d'autorisation en vertu de l'article 73.

1 **Énergir demande donc à la Régie :**

- 2 • **d'autoriser l'établissement des dépenses d'exploitation selon la formule**
- 3 **paramétrique proposée à la section 3.1 pour les années tarifaires 2020 à 2022;**
- 4 • **d'approuver l'utilisation de la méthode décrite à la section 3.2 aux fins de**
- 5 **l'autorisation, en phase 2, des investissements inférieurs au seuil de 1,5 M\$ ainsi**
- 6 **que les actifs intangibles de développement informatique et les programmes**
- 7 **commerciaux PRC/PRRC, pour les années tarifaires 2020 à 2022;**
- 8 • **d'autoriser la mise en place d'un mécanisme de découplage des revenus, tel que**
- 9 **présenté à la section 3.4, pour les années tarifaires 2020 à 2022;**
- 10 • **d'autoriser le nouveau mode de partage des écarts de rendement, où 100 % des 50**
- 11 **points de base sont alloués à Énergir, tel que présenté à la section 4.2, pour les**
- 12 **années tarifaires 2020 à 2022; et**
- 13 • **de reconduire le taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé de 8,9 %, tel que**
- 14 **présenté à la section 4.3, pour les années tarifaires 2020 à 2022.**

ANNEXE

1 Dans la décision D-2019-028, la Régie demande à Énergir de déposer une mise à jour de la
2 présente pièce si elle maintient le traitement comptable réglementaire en vigueur pour la
3 neutralisation des écarts liés aux avantages sociaux futurs.

4 « [49] **Dans le cas où Énergir entend modifier une méthode comptable réglementaire, une**
5 **demande doit être déposée en ce sens en vertu de l'article 32 (3.1°) de la Loi.**

6 [50] **Dans le cas où Énergir maintient le traitement comptable réglementaire en vigueur pour**
7 **la neutralisation des écarts liés aux avantages sociaux futurs, la Régie lui demande de**
8 **déposer, dans le cadre de la phase 2, une mise à jour de la pièce B-0026 afin d'y présenter**
9 **cette neutralisation. »**

10 Énergir constate à l'instar de la Régie que lors de son témoignage en audience⁵⁹, elle a fait
11 mention d'un traitement comptable des écarts liés aux avantages sociaux futurs qui n'est pas
12 conforme aux décisions D-2015-212 et D-2018-158. Énergir souhaite rassurer la Régie à cet
13 égard.

14 Tout comme pour les exercices 2016-2017, 2017-2018 et 2018-2019, Énergir prévoit continuer
15 de comptabiliser les écarts de prévision liés aux avantages sociaux futurs dans le compte de frais
16 reportés prévu à cet effet. Il s'agit du compte de frais reportés autorisé dans la décision
17 D-2015-212, au paragraphe 97. Cette neutralisation des écarts de prévision s'applique autant au
18 coût des services rendus, présenté dans les dépenses d'exploitation, qu'aux autres composantes
19 du coût des avantages sociaux futurs présenté sur une ligne distincte du coût de service. La
20 modification à la présentation du coût des avantages sociaux futurs dans le coût de service
21 n'influe donc pas sur la comptabilisation de l'écart de prévision au rapport annuel; le coût des
22 avantages sociaux futurs est entièrement nivelé au montant prévu.

23 Finalement, concernant la part du coût des avantages sociaux futurs qui sont exclus du point de
24 départ de la formule paramétrique, il s'agit du coût des autres composantes liées aux avantages
25 sociaux futurs, soit le coût financier, le rendement attendu sur les actifs prévus du régime, les
26 écarts actuariels et le coût des services passés. Ces coûts sont présentés sur une ligne distincte
27 du coût de service en distribution, tel que présenté à la Cause tarifaire 2018-2019 (R-4018-2017),

⁵⁹ A-0014, pages 35 et 36.

1 à la pièce B-0302, GM-G, Document 6, page 10, ligne 5, colonne 1 et ne sont pas assujettis à la
2 formule paramétrique décrite à la section 3.1 de la présente pièce, et approuvée par la Régie
3 dans la décision D-2019-028. Tel que mentionné précédemment, ces composantes seront
4 nivelées lors du rapport annuel au montant prévu à la cause tarifaire, au moyen de la
5 comptabilisation d'un écart prévisionnel dans le compte de frais reportés prévu à cette fin.