

## Régie de l'énergie

**Énergir - Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif d'Énergir, s.e.c. à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2025**

**R-4287-2024, phase 2**

**Mémoire de l'Association des consommateurs industriels de gaz  
(« ACIG »)**



Mémoire préparé par  
Anthony Vachon

**Le 21 juillet 2025**

## Table des matières

1. L'Association des consommateurs industriels de gaz .....	3
2. Introduction .....	4
3. L'approvisionnement de GSR et la socialisation des volumes de GSR invendus .....	5
4. Les clients au tarif D <sub>5</sub> considérés incapables de s'interrompre .....	15
5. L'évolution des dépenses d'exploitation .....	22
6. L'allongement de la période d'amortissement des aides financières du PGEÉ .....	26
7. La reconduction du mode de partage des écarts de rendement et du mécanisme de découplage des revenus .....	29
8. La modification du calcul du prix du GSR.....	32
9. L'évolution des tarifs d'équilibrage .....	34
10. Conclusions.....	36

## 1. L'Association des consommateurs industriels de gaz

1 Créée en 1973, l'ACIG représente vingt-sept des plus grands consommateurs industriels  
2 de gaz au Québec et en Ontario qui exploitent des installations à forte intensité  
3 énergétique qui sont exposés au commerce international.

4 Les membres de l'ACIG sont des acteurs majeurs des secteurs de l'industrie minière, des  
5 métaux, de la chimie et pétrochimie, des produits forestiers et du secteur manufacturier  
6 et sont des acteurs économiques importants du Québec. L'accès à **un**  
7 **approvisionnement énergétique fiable et compétitif est un enjeu capital pour le**  
8 **maintien de leurs activités et de leur développement.** Exposés à une concurrence  
9 internationale acerbée, le coût d'approvisionnement en gaz influe grandement sur leur  
10 compétitivité.

11 Au Québec, l'ACIG représente 11 consommateurs industriels qui consomment un peu  
12 plus de 1,5 milliard de mètres cubes (« m<sup>3</sup> ») de gaz naturel par année, soit plus de 25 %  
13 des volumes distribués par Énergir.

14 Les membres de l'ACIG participent, au Québec, au système de plafonnement et  
15 d'échanges de droits d'émission de gaz à effet de serre (le « **SPEDE** ») du gouvernement  
16 du Québec et investissent dans l'amélioration des procédés industriels pour réduire leur  
17 intensité énergétique.

## 2. Introduction

1 Dans sa décision procédurale [D-2025-065](#), la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») a  
2 notamment fixé les sujets d'intervention et le calendrier de traitement du présent dossier.

3 Après étude et analyse de la preuve d'Énergir, s.e.c. (« **Énergir** »), l'ACIG a retenu sept  
4 sujets sur lesquels elle soumet à la Régie son analyse, ses commentaires et ses  
5 recommandations.

6 Les commentaires et recommandations de l'ACIG porteront essentiellement sur :

- 7 1- L'approvisionnement de GSR et la socialisation des volumes de GSR invendus  
8 (section 3) ;
- 9 2- Les clients au tarif D<sub>5</sub> considérés incapables de s'interrompre (section 4) ;
- 10 3- L'évolution des dépenses d'exploitation (section 5) ;
- 11 4- L'allongement de la période d'amortissement des aides financières du PGEÉ  
12 (section 6) ;
- 13 5- La reconduction du mode de partage des écarts de rendement et du  
14 mécanisme de découplage des revenus (section 7) ;
- 15 6- La modification du calcul du prix du GSR (section 8) ;
- 16 7- L'évolution des tarifs d'équilibrage (section 9).

### 3. L’approvisionnement de GSR et la socialisation des volumes de GSR invendus

#### 3.1 Mise en contexte

1 Dans sa décision procédurale D-2020-065, la Régie notait que plusieurs mesures qui ont  
2 été mises en place pour favoriser le gaz de source renouvelable (« **GSR** ») ont comme  
3 conséquence de faire assumer les coûts et les risques liés au GSR à l’ensemble des  
4 consommateurs d’Énergir.

5 La Régie demandait ainsi à Énergir de lui fournir une vision consolidée pour lui permettre  
6 de calculer l’impact tarifaire cumulatif de ces mesures.

7 En complément de preuve<sup>1</sup>, Énergir a plutôt choisi de dresser un portrait des mesures qui  
8 ont, selon elle, principalement permis de réduire les coûts que ses clients devaient  
9 assumer de toute façon, le « *statu quo n’étant pas une option* ».

10 Il n’en demeure pas moins, qu’une de ces mesures qui s’ajoute aux autres, soit  
11 l’approbation de la récupération du surcoût des unités de GSR invendues en deçà du  
12 seuil prescrit par le *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable*  
13 *devant être livrée par un distributeur* (RLRQ, c. R-6.01, r. 4.3) (« **Règlement** ») par le  
14 biais d’un frais de socialisation représente un coût tarifaire significatif pour la clientèle  
15 d’Énergir.

16 Pour l’année tarifaire 2025-2026, Énergir a proposé de socialiser un surcoût de 55,8 M\$  
17 lié aux volumes de GSR invendus à l’année tarifaire 2023-2024 à un coût de 0,96 ¢/m<sup>3</sup><sup>2</sup>.  
18 Pour l’année tarifaire 2025-2026, Énergir prévoit un surcoût de 180,9 M\$<sup>3</sup>, soit plus du  
19 triple du montant actuel.

20 À cet effet, l’ACIG soumet que ce surcoût est important pour la clientèle, notamment pour  
21 la clientèle industrielle. Le tableau 1 ci-bas illustre l’impact tarifaire pour les membres de  
22 l’ACIG :

---

<sup>1</sup> Pièce [B-0179](#)

<sup>2</sup> Pièce [B-0140](#), p. 6, Tableau 1.

<sup>3</sup> Pièce [B-0181](#), p. 56, Tableau Q-17.1.

Tableau 1 : Impact tarifaire pour les membres de l'ACIG<sup>4</sup>

Année	Impact tarifaire (\$)	Impact tarifaire (¢/m <sup>3</sup> )	Impact tarifaire (\$/GJ)
2025-2026	15 423 036	0,96	0,25
2026-2027	16 667 085	1,04	0,28
2027-2028	44 132 689	2,76	0,73
2028-2029	45 347 312	2,83	0,75
2029-2030	46 044 843	2,88	0,76
2030-2031	67 575 809	4,22	1,12
<b>TOTAL (6 années)</b>	235 190 773	2,45	0,65

- 1 Face au surcoût engendré par les volumes de GSR invendus, Énergir a présenté, en  
 2 réponse à la question 16.7 de la demande de renseignements (« **DDR** ») n°4 de la Régie<sup>5</sup>,  
 3 certaines pistes de solution visant à en atténuer l'impact :

*« 16.7 Veuillez indiquer si Énergir juge opportun de réviser sa stratégie tarifaire dans le contexte du faible niveau des ventes de GSR à la clientèle volontaire. Veuillez élaborer.*

**Réponse :**

*Énergir est en réflexion sur divers éléments de sa stratégie tarifaire. À cet effet, Énergir entend déposer une proposition à la Régie, à l'automne 2025, afin d'intégrer dans le tarif du GSR la valeur générée par la vente des unités de conformité (UC). Cette dernière aurait un effet à la baisse sur le tarif du GSR et, conséquemment, sur le surcoût du GSR.*

*Énergir prévoit également déposer à l'automne 2025 une stratégie de vente de GSR à un prix différent du coût d'achat afin de stimuler les*

<sup>4</sup> Résultats tirés d'une simulation interne de l'ACIG à partir de données fournies par Énergir et d'une extrapolation pour les années où les données étaient manquantes.

<sup>5</sup> Pièce [B-0181](#), p. 54, Q. 16.7.

*ventes volontaires de GSR et ainsi réduire le montant des invendus du GSR à socialiser à l'ensemble de la clientèle. »*

1 Dans un premier temps, l'ACIG tient à souligner qu'elle appuie et salue toute initiative  
2 visant à réduire le fardeau financier de la socialisation du GSR pour l'ensemble des  
3 clients. Cela étant dit, il conviendrait de noter que les propositions actuellement mises de  
4 l'avant par Énergir soulèvent encore des incertitudes, tant quant à leur efficacité réelle  
5 que quant aux délais de mise en œuvre. L'ACIG s'inquiète en particulier de l'absence  
6 d'une solution clairement calibrée pour les grands consommateurs industriels, dont la  
7 situation reste singulière.

8 Il est vrai qu'Énergir cherche à répartir plus équitablement le poids de la socialisation entre  
9 ses différents clients. Toutefois, le modèle en place continue d'avantager la clientèle en  
10 gaz de réseau. À l'inverse, les clients en achat direct, dont les industriels, bien qu'ils  
11 contribuent à la socialisation, ne retirent aucun avantage environnemental ou  
12 réglementaire équivalent.

13 En ce qui concerne les attributs environnementaux du GSR, l'ACIG constate que les  
14 mécanismes du *Règlement sur les combustibles propres* (DORS/2022-140) (le « **RCP** »)  
15 et du SPEDE semblent cohabiter. Toutefois, la façon dont les caractéristiques  
16 environnementales de la molécule sont traitées dans le contexte de la socialisation n'est  
17 toujours pas clairement établie (enjeu potentiel de double-comptage).

18 Sans contester la pertinence de la vente des unités de conformité et sans vouloir refaire  
19 le débat, l'ACIG considère qu'il est de son devoir de rappeler, respectueusement, que  
20 cette question reste ouverte et mérite une clarification dans l'intérêt de l'intégrité du signal  
21 environnemental associé au GNR.

## 3.2 Analyse de l'ACIG

### (i) Enjeux de la socialisation

22 Pour l'ACIG, la question de la socialisation des volumes invendus de GSR soulève des  
23 enjeux majeurs pour les consommateurs industriels. Bien que l'ACIG reconnaisse  
24 l'importance de favoriser l'intégration graduelle du GSR dans le portefeuille énergétique  
25 du Québec, elle demeure préoccupée par l'impact tarifaire croissant de ce mécanisme  
26 sur ses membres, ainsi que de l'iniquité de la méthode actuellement déployée.

27 Dans ce contexte, l'ACIG estime nécessaire de mettre en lumière les limites du modèle  
28 actuel de socialisation, tant du point de vue de l'équité tarifaire que de la cohérence  
29 réglementaire. Elle appelle à la mise en place de mesures, capables de réduire le fardeau  
30 injustifié imposé aux clients industriels, tout en favorisant une meilleure reconnaissance  
31 de leurs efforts en matière de décarbonation.

- 1 La présente section expose les principales problématiques liées à la méthodologie
- 2 actuelle de socialisation, appuyées par des exemples chiffrés et une démonstration de
- 3 l'iniquité du cadre actuel. Elle propose également des pistes de solution à court terme,
- 4 fondées sur des principes d'équité, de transparence et de conformité réglementaire.
- 5 Dans le dossier du rapport annuel 2024, l'ACIG écrivait ce commentaire<sup>6</sup> :

*« À l'horizon 2030, soit pour les six prochaines années tarifaires, la socialisation du GSR aura un impact tarifaire estimé de 916 M\$, avant rendement et impôts. Plus précisément, l'impact pour les membres de l'ACIG se chiffrera à plus de 229 M\$. Ces estimations restent en ligne avec la preuve déposée par l'ACIG dans le dossier R-4257-2024.*

*Il est nécessaire de rappeler que les industriels seront plus touchés que le reste de la clientèle par cette socialisation, car l'impact relatif du tarif de socialisation par rapport à la facture de distribution est plus important chez un industriel qu'un consommateur résidentiel.*

*De plus, par la décarbonation du gaz de réseau, ce mécanisme de socialisation bénéficie uniquement à un seul émetteur assujéti au SPEDE, soit Énergir. Les autres émetteurs connectés au réseau d'Énergir, qui s'approvisionnement principalement en achat direct pour leur gaz naturel, ne reçoivent aucun bénéfice de cette socialisation.*

*L'ensemble des consommateurs gaziers brûlent le mélange de gaz naturel qu'Énergir fait circuler dans son réseau (98 % fossile et 2 % renouvelable en 2023-2024). D'un côté, les industriels participent à la décarbonation du réseau d'Énergir en payant le tarif de socialisation et, de l'autre côté, les industriels doivent également s'acquitter de l'ensemble de leurs droits d'émissions au SPEDE, car ils n'acquièrent pas de gaz de réseau.*

*Pour l'ACIG, il y a une iniquité qu'Énergir attribue l'ensemble des volumes de GSR à son gaz de réseau, sans consulter les industriels sur leur intérêt d'en acquérir aux mêmes conditions qu'Énergir. En effet, le mécanisme de la socialisation des unités de GSR invendues permet à Énergir d'injecter du GSR et d'en déclarer les émissions associées à ce combustible renouvelable au prix de la molécule de gaz naturel fossile et du tarif SPEDE. La balance du tarif GSR est socialisé.*

---

<sup>6</sup> R-4288-2024, pièce, [C-ACIG-0005](#), p. 4 à 6.

Pour illustrer notre propos, nous nous référons au tableau 3 de la pièce B-0158 et [sic] la méthodologie de calcul du surcoût du GSR invendu approuvé par la Régie dans le dossier R-4008-2017.

**Tableau 3**  
**Surcoût du GSR invendu en 2023-2024**

1	Tarif GSR * ( $\$/m^3$ )	72,457
2	Tarif gaz de réseau ** ( $\$/m^3$ )	9,435
3	Tarif SPEDE ** ( $\$/m^3$ )	8,027
4	Surcoût unitaire GSR invendu ( $\$/m^3$ ) (1 – 2 – 3)	54,995
5	Volume GSR invendu ( $10^3m^3$ )	89 824
6	<b>Surcoût GSR invendu</b> (000 \$) (4 * 5)	49 399

\* Dossier R-4213-2022, pièce Énergir-Q, Document 1, page 10.

\*\* Donnée présentée au rapport mensuel *Prix du service de fourniture de gaz naturel pour les 12 mois débutant le 1<sup>er</sup> sept. 2024.*

En prenant comme exemple un volume de 1 Mm<sup>3</sup> de GSR invendus à socialiser, nous arrivons à un surcoût total de 724 570 \$ (1 000 000 m<sup>3</sup> X 0,72457 \$/m<sup>3</sup>).

Ainsi, il est possible d'observer qu'à la fin d'une année financière, Énergir possède un inventaire d'unités de GSR à socialiser se vendant à un taux équivalent au tarif GSR, soit 724 570 \$. Le distributeur transfère ensuite les unités à socialiser au coût du tarif de gaz de réseau, reflétant ainsi sa consommation par les clients en gaz de réseau à un coût de 94 350 \$ (1 000 000 m<sup>3</sup> X 0,09435 \$/m<sup>3</sup>). De plus, il soustrait du surcoût un montant équivalent à l'économie de droits d'émissions du SPEDE, qui s'élève à 80 270 \$ (1 000 000 m<sup>3</sup> X 0,08027 \$/m<sup>3</sup>). En effet, Énergir comptabilise dans ses déclarations réglementaires la consommation de ce gaz naturel comme renouvelable.

Pour un montant total de 174 620 \$ (94 350 \$ + 80 270 \$), Énergir peut acheter les unités de GSR invendus et déclarer les droits d'émissions du SPEDE pour la clientèle en gaz de réseau. La balance restante, soit 549 950 \$ (724 570 \$ - 174 620 \$ ou 1 000 000 m<sup>3</sup> X 0,54995 \$/m<sup>3</sup>), est maintenant socialisée à l'ensemble de la clientèle n'atteignant pas la cible réglementaire de GSR durant l'année en cours.

Il est de l'avis de l'ACIG qu'il est raisonnable qu'Énergir puisse offrir les mêmes conditions à l'ensemble de ses clients et non uniquement à ceux en gaz de réseau représentés par Énergir. »

(Notes en bas de page omises)

1 De ce qui précède, la socialisation des volumes de GSR invendus impose donc un  
2 fardeau tarifaire important aux grands consommateurs industriels, sans qu'ils ne puissent  
3 en retirer des bénéfices environnementaux ou réglementaires. D'une part, ces clients  
4 supportent une part importante du coût de socialisation, qui représente une charge  
5 significative sur leur facture de distribution.

6 D'autre part, bien qu'ils contribuent à financer la décarbonation du réseau, ils ne peuvent  
7 comptabiliser ces volumes à des fins de conformité au SPEDE, car ils s'approvisionnent  
8 en gaz naturel par achat direct et n'ont pas accès au gaz de réseau.

9 Dans le système actuel, Énergir applique une méthodologie qui lui permet de bénéficier  
10 pleinement des unités de GSR invendues. Ces volumes sont injectés dans le réseau et  
11 comptabilisés comme renouvelables dans les déclarations réglementaires d'Énergir, ce  
12 qui réduit son obligation de se procurer des droits d'émission dans le cadre du SPEDE.

13 Le Distributeur valorise ainsi les unités de GSR à un coût inférieur, en combinant le tarif  
14 de gaz de réseau et le coût évité équivalent au tarif SPEDE, puis socialise le coût restant  
15 à l'ensemble de la clientèle, y compris ceux qui ne consomment pas ce gaz ni ne profitent  
16 de ses attributs environnementaux.

17 Contrairement à ce qu'affirme Énergir en réponse à la question 1.3.3 de la DDR n°1 de  
18 l'ACIG<sup>7</sup>, ce mécanisme crée une iniquité fondamentale : les clients industriels, bien  
19 qu'assujettis au tarif de socialisation, ne bénéficient ni de l'attribution des volumes de GSR  
20 ni de leur valeur réglementaire.

21 Contrairement à la clientèle résidentielle ou commerciale desservie par le réseau, les  
22 industriels ne peuvent revendiquer aucune réduction de leur propre empreinte carbone  
23 ou de leur facture SPEDE en lien avec les volumes qu'ils ont pourtant partiellement  
24 financés. L'ACIG considère qu'il est urgent de réévaluer cette approche afin d'assurer une  
25 distribution équitable des coûts liés à la socialisation du GSR.

#### **(ii) Pistes de solutions pouvant être déployées à court terme**

26 Dans un contexte économique et industriel particulièrement difficile, les membres de  
27 l'ACIG souhaitent réaffirmer qu'ils ne cherchent nullement à se soustraire à leurs  
28 obligations réglementaires ou à compromettre les objectifs collectifs de décarbonation.  
29 Leur démarche vise plutôt à assurer une application équitable des règles en vigueur et à  
30 limiter l'impact tarifaire injustifié qu'ils subissent actuellement, tout en préservant  
31 l'équilibre avec les autres clientèles d'Énergir.

32 Les clients industriels représentent une catégorie particulière de consommateurs, avec  
33 des profils de consommation bien distincts de ceux du secteur résidentiel ou commercial.  
34 Leur approvisionnement se fait majoritairement par achat direct et leurs obligations  
35 environnementales sont à la fois provinciales, fédérales et, de plus en plus, liées à leurs

---

<sup>7</sup> Pièce [B-0183](#), p. 3 et 4, Q. 1.3.3.

1 marchés d'exportation. Toute solution durable doit donc tenir compte de cette réalité. Si  
2 la recherche d'une solution globale par Énergir est un objectif louable, il ne saurait occulter  
3 la nécessité d'apporter dès maintenant des ajustements ciblés et adaptés aux contraintes  
4 spécifiques des industriels.

5 L'ACIG propose ainsi trois ajustements à court terme, techniquement faisables, qui  
6 permettraient de rétablir une plus grande équité dans le mécanisme de socialisation, sans  
7 impact sur le reste de la clientèle.

### 8 **1. *Aligner l'assujettissement au tarif de socialisation sur l'obligation annuelle*** 9 ***prévues par le Règlement***

10 À l'heure actuelle, un consommateur est assujéti au tarif de socialisation s'il n'atteint pas,  
11 chaque mois, la cible de GSR prévue pour l'année tarifaire. Cette exigence mensuelle,  
12 instaurée par Énergir, est plus contraignante que ce que prévoit le Règlement qui impose  
13 une obligation annuelle. Ce décalage crée une rigidité excessive, particulièrement  
14 pénalisante pour les industriels dont les volumes de consommation varient en fonction de  
15 la saison, de la production ou des aléas du marché.

16 L'ACIG souligne que cette rigidité peut également priver certains clients industriels  
17 d'opportunités concrètes sur le marché. Par exemple, un industriel pourrait trouver une  
18 offre compétitive de GSR pour une période de 4 mois, représentant un volume suffisant  
19 pour couvrir l'équivalent de sa cible annuelle.

20 Dans le cadre d'une obligation réglementaire annuelle, cet achat serait pertinent et  
21 efficace. Toutefois, la règle mensuelle imposée par Énergir entraîne une pénalité pour les  
22 mois restants, ce qui décourage de telles initiatives et limite l'agilité commerciale des  
23 consommateurs industriels.

24 En obligeant les clients à aligner leur stratégie d'approvisionnement sur la logique interne  
25 d'Énergir, plutôt que sur leurs propres impératifs d'affaires, Énergir contrevient à l'esprit  
26 de la déréglementation du marché de la fourniture. Elle agit ainsi comme si elle régulait  
27 la stratégie d'achat des clients, à l'encontre des principes de libre marché qui régissent  
28 aujourd'hui la fourniture de gaz naturel.

29 Pour l'ACIG, cette approche est injustifiée et préjudiciable. Elle recommande donc que  
30 l'évaluation de l'assujettissement soit faite sur une base annuelle, en cohérence avec le  
31 texte réglementaire, permettant à tout client qui atteint la cible sur l'année d'être exempté  
32 du tarif de socialisation.

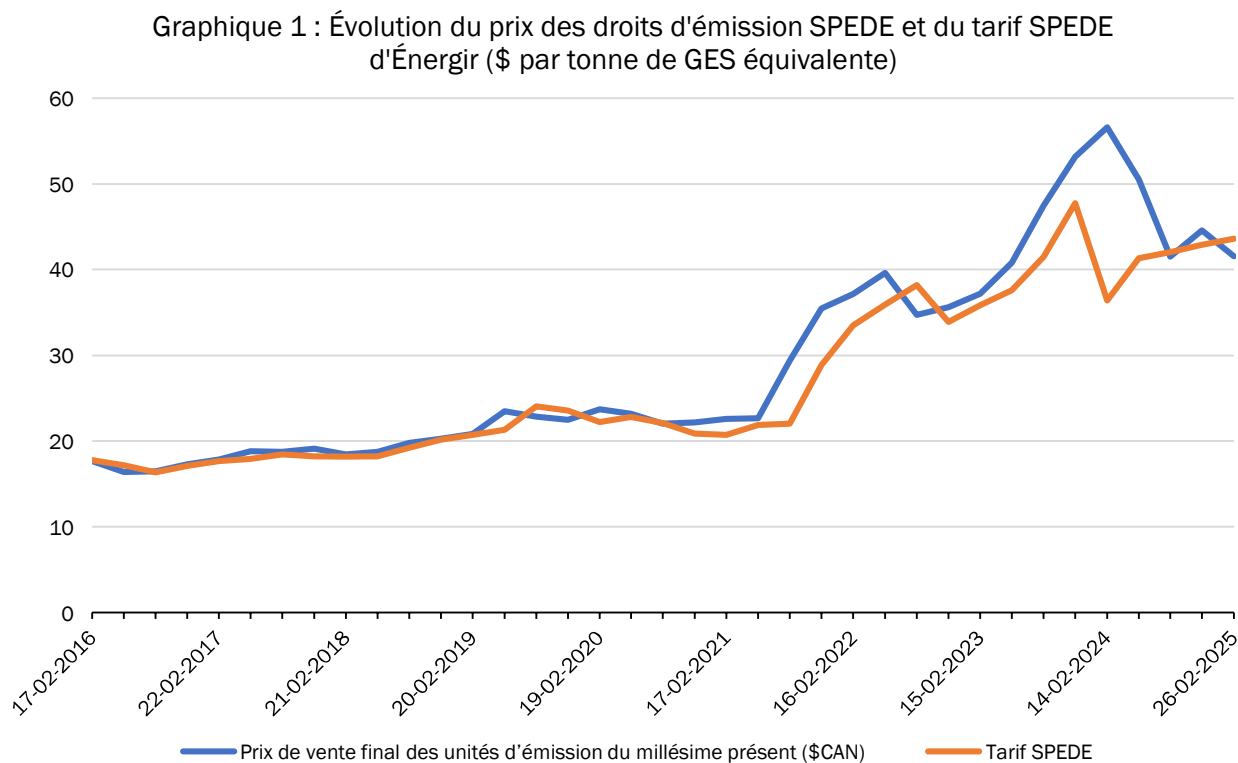
### 33 **2. *Utiliser des valeurs de marché pour refléter justement les économies réalisées*** 34 ***grâce au GSR***

35 Le calcul actuel du surcoût à socialiser repose sur une méthode qui soustrait du tarif GSR  
36 les tarifs internes d'Énergir pour le gaz de réseau et le SPEDE. Toutefois, ces tarifs  
37 réglementés ne reflètent pas toujours la valeur réelle de marché de la molécule de gaz

1 ou des droits d'émission. Par conséquent, la valeur attribuée aux économies réalisées  
2 grâce à l'utilisation du GSR est sous-estimée, ce qui augmente artificiellement la portion  
3 du coût à socialiser à l'ensemble des clients.

4 L'ACIG recommande d'utiliser plutôt des références de marché actualisées, comme des  
5 indices reconnus pour le gaz naturel et les crédits de carbone, afin d'estimer la juste valeur  
6 de ces composantes. Cela permettrait de calculer plus équitablement la portion à  
7 socialiser et d'éviter de faire porter un fardeau excessif aux clients, sans pour autant  
8 diminuer les bénéfices obtenus par ceux qui consomment du gaz de réseau. Cette mesure  
9 renforcerait également la transparence du mécanisme de socialisation.

10 Au graphique 1 ci-dessous, il est possible de conclure que le tarif SPEDE n'est pas  
11 nécessairement équivalent à la valeur d'un droit d'émissions sur le marché du SPEDE. Il  
12 serait alors possible pour un acteur externe de mieux valoriser les unités de GSR  
13 invendus que ce qu'Énergir soit en mesure de faire.



### 14 3. Offrir un accès volontaire aux volumes de GSR invendus aux clients en achat 15 direct

16 Actuellement, seuls les clients connectés au réseau gazier peuvent bénéficier des  
17 volumes de GSR invendus acquis par Énergir avant leur socialisation. Les clients en achat  
18 direct, en revanche, sont exclus de cette opportunité, même s'ils contribuent  
19 financièrement à la socialisation. Cette situation crée une iniquité importante : certains

1 clients paient sans avoir la possibilité d'obtenir une valeur environnementale ou  
2 réglementaire associée à ces volumes.

3 L'ACIG propose qu'Énergir mette en place une option volontaire permettant aux clients  
4 en achat direct d'acquérir eux-mêmes une part des volumes de GSR invendus aux  
5 mêmes conditions économiques qu'Énergir (c'est-à-dire en tenant compte de la valeur de  
6 la molécule et des droits SPEDE).

7 Une telle mesure permettrait à ces clients de se conformer à leurs propres obligations  
8 environnementales ou de renforcer leur stratégie de décarbonation, tout en réduisant la  
9 portion à socialiser pour l'ensemble de la clientèle. Cette approche respecterait les  
10 principes d'équité sans nuire aux clients déjà desservis par le réseau.

11 Ainsi, la méthodologie actuelle de socialisation du GSR, bien qu'encadrée  
12 réglementairement, engendre des effets inéquitables pour une partie importante de la  
13 clientèle, en particulier les consommateurs industriels en achat direct. Ces derniers  
14 assument une part significative du fardeau financier, sans bénéficier d'une contrepartie  
15 environnementale ou réglementaire, contrairement aux clients desservis par le gaz de  
16 réseau.

17 Loin de contester les objectifs de la transition énergétique ou les efforts d'Énergir pour  
18 renforcer la vente de GSR, l'ACIG propose des ajustements ciblés qui visent à corriger  
19 les distorsions les plus manifestes du cadre actuel, dans le respect de l'ensemble des  
20 clientèles tarifaires.

21 Ces solutions tiennent compte des spécificités propres aux clients industriels, telles que  
22 leur consommation variable, leur mode d'approvisionnement direct ou leurs exigences  
23 réglementaires, et visent à mieux arrimer les modalités de socialisation avec la réalité du  
24 terrain.

25 Les propositions formulées par l'ACIG sont conçues de manière à pouvoir s'intégrer et  
26 être déployées en parallèle aux initiatives qu'Énergir considère présenter tel que  
27 mentionné en réponse à la question 16.7 de la DDR n°4 de la Régie. Elles ne sont pas  
28 exclusives ni contradictoires, mais complémentaires : elles peuvent renforcer l'efficacité,  
29 la cohérence et l'acceptabilité du mécanisme global de socialisation.

30 Dans un contexte économique fragile, il est essentiel d'éviter que des mesures  
31 environnementales et réglementaires mal calibrées nuisent à la compétitivité des  
32 entreprises industrielles québécoises.

33 L'ACIG invite donc la Régie à considérer sérieusement l'intégration de ces ajustements  
34 dès le présent cycle tarifaire, même si ceux-ci pourraient n'avoir qu'une application  
35 transitoire, dans un souci d'équité, d'efficacité et de transparence.

1 Il convient de rappeler que dans la décision D-2021-158, la Régie soulignait l'obligation  
2 d'Énergir de minimiser les surcoûts liés aux unités de GSR invendues et de mettre en  
3 place des mesures d'atténuation visant ces surcoûts<sup>8</sup>.

### 3.5 Recommandations de l'ACIG

4 Au terme de son analyse et considérant ce qui précède, l'ACIG recommande à la Régie  
5 de :

- 6 • **Enjoindre Énergir de :**
  - 7 ○ **Aligner l'évaluation de l'assujettissement au tarif de socialisation sur**  
8 **l'obligation réglementaire annuelle, telle que prévue dans le**  
9 **Règlement, plutôt que sur une base mensuelle. Cette modification**  
10 **permettrait d'éviter de pénaliser les clients dont la consommation**  
11 **varie dans le temps, ou qui pourraient atteindre leur cible annuelle de**  
12 **GSR en quelques mois seulement grâce à des opportunités**  
13 **ponctuelles sur le marché.**
  - 14 ○ **Ajuster le calcul du surcoût à socialiser en utilisant des valeurs de**  
15 **marché représentatives pour le gaz naturel et les crédits de carbone**  
16 **(SPEDE), plutôt que les seuls tarifs internes d'Énergir. Cela permettrait**  
17 **de refléter plus justement les économies réellement réalisées par**  
18 **l'utilisation du GSR et d'éviter une surévaluation systématique de la**  
19 **portion à socialiser.**
  - 20 ○ **Permettre aux clients en achat direct de se porter volontaires pour**  
21 **acquérir une portion des volumes de GSR invendus, aux mêmes**  
22 **conditions économiques qu'Énergir, avant leur socialisation. Cette**  
23 **mesure permettrait de rétablir une certaine équité dans la répartition**  
24 **des bénéfices environnementaux associés au GSR et de réduire le**  
25 **coût net à socialiser pour l'ensemble de la clientèle.**

---

<sup>8</sup> R-4008-2017, pièce [A-0299](#), D-2021-158, p. 127, par. 552.

## 4. Les clients au tarif D<sub>5</sub> considérés incapables de s'interrompre

### 4.1 Mise en contexte

- 1 Au terme des causes tarifaires 2023-2024 et 2024-2025, la Régie a approuvé  
2 l'introduction des articles 14.4.1 et 14.4.2.7 aux Conditions de service et Tarif d'Énergir  
3 (les « **CST** ») pour régir les clients considérés incapables de s'interrompre<sup>9</sup> :

#### « **14.4.1 APPLICATION**

[...]

*Pour toute demande d'adhésion à ce service, le client doit démontrer la capacité de s'interrompre. Les critères liés à la capacité à s'interrompre sont : le recours au gaz d'appoint pour éviter une interruption lors des hivers passés, la possession et le bon fonctionnement d'appareils de redondance utilisant une autre source d'énergie que le gaz naturel, l'existence d'un plan d'action visant l'arrêt ou la réduction des opérations, ainsi que la durée pour laquelle un client peut soutenir une interruption. »*

#### « **14.4.2.7 Clients considérés incapables de s'interrompre**

*Le distributeur n'enverra aucun avis d'interruption aux clients considérés incapables de s'interrompre au cours de l'année tarifaire selon les critères prévus à l'article 14.4.1.*

*Tout retrait de gaz naturel effectué lors des journées où le client aurait normalement été interrompu sera facturé au plus élevé du prix moyen du gaz d'appoint pour éviter une interruption ou du prix de la fourniture et du transport du distributeur.*

*Les modalités prévues à l'article 14.4.6, à l'exception de la modalité prévue au premier paragraphe relative à la détermination du nombre de jours où le client considéré incapable de s'interrompre aurait normalement été interrompu, ne s'appliquent pas aux clients visés par le présent article. »*

- 4 Selon Énergir, ces dispositions ont pour but d'encadrer les clients qui n'ont pas une  
5 capacité réelle à s'interrompre en s'assurant de leur réserver des capacités de transport  
6 dédiées. Cette approche visait à ce que « *ce soient les bons clients qui paient les coûts*  
7 *qui sont associés [à cette mesure]* »<sup>10</sup>.

---

<sup>9</sup> Pièce [B-0205](#), p. 62, art. 14.4.1 et p. 63, art. 14.4.2.7.

<sup>10</sup> R-4213-2022, phase 2, pièce [A-0086](#), D-2023-116, p. 26, par. 87.

1 Cependant, l'ACIG a observé une déconnexion entre les capacités de  
2 transport réservées et les clients assujettis à l'article 14.4.2.7, telle que  
3 cela a été confirmé par Énergir à la question 2.1 de la DDR n°1 de  
4 l'ACIG<sup>11</sup> : « 2.1 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez confirmer ou  
5 infirmer la compréhension de l'ACIG que ce sont les volumes basés sur  
6 une consommation historique du 3 février 2023 qui sont inclus dans la  
7 demande du service continu et non les clients qui ne répondent pas aux  
8 critères de l'article 14.4.1 des CST d'Énergir.

9 **Réponse :**

10 *Énergir le confirme. »*

11 Depuis trois ans, Énergir choisit d'inclure dans ses prévisions de demande de gaz au  
12 service continu les volumes correspondant aux clients interruptibles qu'elle estime  
13 incapables de s'interrompre lors des pointes hivernales. Cette approche repose sur les  
14 retraits observés lors de la journée de pointe du 3 février 2023, qu'Énergir utilise  
15 désormais comme référence pour modéliser la demande continue dans son plan  
16 d'approvisionnement<sup>12</sup> :

*« Comme en journée de pointe, Énergir peut interdire le GAI, l'exclusion de ces clients du calcul de la demande continue [sic] mettant à risque la sécurité d'approvisionnement. Ainsi, en se basant sur les retraits interdits effectués lors de la journée de pointe de l'hiver 2022-2023, Énergir a inclus les clients qu'elle a estimé incapables de s'interrompre dans la demande du service continu du scénario de base du présent plan d'approvisionnement. Ceci permet d'assurer que leur consommation soit couverte lors d'une journée de pointe éventuelle. Énergir a obtenu l'approbation de la Régie pour inclure la consommation desdits clients au besoin de la journée de pointe. Dans un contexte où le dossier sur la refonte du tarif interruptible est en cours, et en l'absence d'indication contraire, Énergir inclut dans le besoin de pointe total la capacité nécessaire pour couvrir les retraits interdits potentiels des clients au service interruptible. »*

(Notes en bas de page omises)

17 Aussi, Énergir soumet qu'elle ne peut se fier à la capacité d'interruption des clients  
18 interruptibles par grands froids et qu'il est plus prudent d'intégrer cette demande à la  
19 demande de la journée de pointe<sup>13</sup>.

---

<sup>11</sup> Pièce [B-0183](#), p. 7, Q. 2.1.

<sup>12</sup> Pièce [B-0158](#), p. 18, l. 1 à 11.

<sup>13</sup> Pièce [B-0183](#), p. 9 et 10, Q. 2.8.

1 Or, en l'absence d'un mécanisme clair et pérenne pour traiter les cas de clients présumés  
2 incapables de s'interrompre, cette stratégie entraîne une conséquence préoccupante : les  
3 volumes normalement gérés sous le régime interruptible sont convertis en volumes  
4 fermes, sans que les clients concernés n'aient été formellement reclassés ni assujettis  
5 aux tarifs du service continu. Ce glissement implicite transfère ainsi un poids financier  
6 supplémentaire à l'ensemble de la clientèle, en particulier aux consommateurs industriels  
7 qui respectent leurs obligations d'interruption<sup>14</sup>.

8 L'ACIG considère qu'une telle approche affaiblit la crédibilité du service interruptible,  
9 compromet l'équité tarifaire et reporte indûment sur les autres clients le coût de la non-  
10 interruption d'une minorité.

11 De plus, l'ACIG estime que cette façon de procéder va à l'encontre de la philosophie  
12 même du service interruptible. L'ACIG rappelle que le service interruptible a deux  
13 principales fonctions :

- 14 a) Offrir une flexibilité opérationnelle pour les clients ayant souscrits à ce service ;
- 15 b) Équilibrer le système d'Énergir au bénéfice de l'ensemble de la clientèle en  
16 absorbant des capacités excédentaires en dehors des périodes de pointes tout en  
17 générant des revenus additionnels en distribution.

18 L'ACIG souhaite rappeler que les volumes servant au D<sub>5</sub> ne sont pas des volumes  
19 contractés par Énergir<sup>15</sup>:

*« 9.1 En lien avec la référence (i), veuillez confirmer la compréhension de l'ACIG à l'effet que les objectifs du service interruptible ont été : l'optimisation des coûts d'approvisionnement et l'amélioration de la position concurrentielle du gaz naturel vis-à-vis d'autres sources d'énergies, notamment l'électricité.*

*Réponse : Énergir le confirme.*

[...]

*Contre interrogatoire de Mme Josée DUHAIME par Me Guy Sarault pour l'ACIG*

*Q. [15] Est-ce qu'il est exact que Gaz Métro ne contracte aucun transport pour la clientèle interruptible, autrement dit, est-ce qu'il n'est pas exact que les clients interruptibles utilisent seulement du transport qui n'est pas requis pour la clientèle en service continu, lorsque c'est utilisé évidemment, lorsque ce n'est pas utilisé par les clients continus?*

---

<sup>14</sup> R-4213-2022, phase 2, N.S., contre-interrogatoire du panel 2, 7 septembre 2023, pièce [A-0070](#), p. 108, l. 17 à 25 et p. 109, l. 1 à 4; R-4257-2024, N.S., contre-interrogatoire du panel 2, 7 septembre 2023, pièce [A-0033](#), p. 118, l. 21 à 25 et p. 119, l. 1 à 18.

<sup>15</sup> R-3867-2013, Pièce [C-ACIG-0145](#), p. 20 à p. 22.

R. Oui, ils prennent les excédents de transport.

[...]

Q. [16] C'est des excédents de transport. Donc il n'y a pas de contrat spécial, dans le Plan d'approvisionnement, qui est destiné à la clientèle interruptible?

R. Il n'y a pas de contrats fermes qui sont attribués aux clients interruptibles. »

- 1 Ainsi, et en se basant sur les témoignages d'Énergir, contracter des capacités de transport
- 2 additionnels pour les clients présumés non interruptibles contrevient aux fondements de
- 3 ce service.

## 4.2 Analyse de l'ACIG

- 4 L'article 14.4.2.7 des CST, introduit dans le cadre du dossier tarifaire 2023-2024, avait
- 5 été présenté par Énergir comme une mesure temporaire et exceptionnelle, dérogeant à
- 6 l'esprit même du service interruptible. Tel que reconnu dans la décision de la Régie<sup>16</sup> :

### « 6.1.2 Ajout de l'article 14.4.2.7 aux CST

[...]

[83] La mesure proposée permettra donc de générer des revenus, afin de couvrir les coûts des outils exceptionnellement prévus pour desservir ces clients.

[84] Énergir soumet donc que cette solution est la plus prudente et équitable à court terme, mais reconnaît cependant qu'elle déroge à l'esprit du tarif interruptible.

[85] De plus, Énergir souligne que la mesure tarifaire proposée se veut temporaire, dans l'attente d'analyses additionnelles menant le plus rapidement possible à une solution davantage pérenne au problème posé par les clients au tarif D<sub>5</sub> estimés incapables de s'interrompre. [...]

[88] Sur le plan tarifaire, Énergir explique que sa proposition lui permet d'aller chercher les revenus additionnels auprès de cette clientèle qui va bénéficier de cette capacité afin que ce soient les bons clients qui paient les coûts qui sont associés. [...] »

(Nos soulignés)

---

<sup>16</sup> R-4213-2022, Phase 2, [D-2023-116](#), p. 24 à 28, par. 80 à 92.

1 Or, près de deux ans plus tard, force est de constater que cette mesure exceptionnelle et  
2 dite temporaire s'est institutionnalisée sans que les engagements de développement  
3 d'une solution pérenne aient été respectés. Énergir continue de réserver des capacités  
4 de transport pour couvrir les risques de non-interruption de certains clients D<sub>5</sub>, tout en  
5 maintenant un dispositif tarifaire temporaire qui ne génère qu'une fraction des revenus  
6 requis.

7 Les données déposées en preuve révèlent une situation déséquilibrée<sup>17</sup> :

- 8 • La valeur de remplacement des capacités de transport mises en place dans le  
9 cadre de cette mesure s'élève à environ 5 M\$ par hiver, soit 10 M\$ pour les deux  
10 dernières années.
- 11 • Les revenus recouverts auprès des clients assujettis à l'article 14.4.2.7 dépassent  
12 tout juste 1 M\$, ce qui signifie qu'au moins 9 M\$ ont été socialisés à l'ensemble de  
13 la clientèle.

14 Dans sa réponse à la question 2.6 de la DDR n°1 de l'ACIG, Énergir admet ne pas  
15 chercher à équilibrer les coûts et les revenus associés à cette mesure<sup>18</sup> :

*« 2.6 En lien avec la référence (viii), veuillez préciser si les revenus générés permettent de couvrir les coûts engendrés par cette mesure.*

**Réponse :**

*Comme on peut le constater en consultant les informations fournies à la réponse à la question 2.5, les revenus associés à l'application de l'article 14.4.2.7 sont inférieurs à la valeur des capacités de transport sur le marché primaire.*

*Énergir ne cherche pas une adéquation entre les coûts et les revenus associés aux deux mesures (l'inclusion de capacités supplémentaires et la facturation à un taux différent des clients considérés incapables de s'interrompre).*

*Énergir rappelle notamment que les capacités détenues pour se prémunir d'éventuels retraits interdits sont équivalentes à celles des 22 clients qui ne se sont pas interrompus lors de la journée du 3 février 2023, alors que le nombre de clients assujettis à l'article 14.4.2.7 (8 clients en 2023-2024 et 6 clients en 2024-2025) lui est bien inférieur. »*

---

<sup>17</sup> Pièce [B-0183](#), p. 8, Q. 2.5.

<sup>18</sup> Pièce [B-0183](#), p. 9, Q. 2.6.

1 Pire encore, elle soumet à la question 2.7 de la même DDR qu'elle ne prévoit plus  
2 proposer de solution pérenne avant la refonte complète du tarif interruptible, qui ne serait  
3 déposée qu'à l'été 2026<sup>19</sup>.

4 Ainsi, ce dispositif transitoire pourrait demeurer en place pendant quatre hivers  
5 consécutifs, représentant un coût cumulé pouvant atteindre 20 millions de dollars. Cette  
6 situation est inacceptable du point de vue de l'ACIG, qui rappelle que les principes  
7 fondamentaux de la tarification réglementée exigent que les coûts soient assumés par  
8 ceux qui les engendrent.

9 Le maintien d'une telle mesure sans reclassement formel des clients non interruptibles  
10 vers le service continu crée une distorsion tarifaire majeure. Les clients qui ne respectent  
11 pas leur engagement d'interruption continuent de bénéficier d'un tarif réduit, pendant que  
12 les autres clients, dont les membres de l'ACIG, absorbent les surcoûts.

13 Cela contrevient au principe d'équité tarifaire et envoie un mauvais signal économique à  
14 la clientèle. Il en résulte également un affaiblissement du service interruptible lui-même,  
15 dont la fonction repose sur l'utilisation d'excédents de capacité non requis pour la clientèle  
16 en service continu.

17 Cette logique, confirmée par Énergir dans le passé, est aujourd'hui compromise par une  
18 gestion qui confère à certains clients interruptibles les privilèges du service continu, sans  
19 les responsabilités tarifaires qui y sont normalement associées. Cette allocation des coûts  
20 est contraire aux principes réglementaires.

21 Cette évolution réglementaire est d'autant plus préoccupante qu'elle rompt avec les  
22 engagements pris par Énergir devant la Régie. Énergir s'était engagée à formuler une  
23 solution durable.

24 Dans ce contexte, l'ACIG estime que le *statu quo* n'est pas viable et considère qu'il revient  
25 à Énergir de respecter ses engagements et de proposer, dans les plus brefs délais, un  
26 mécanisme équitable pour traiter la situation des clients réellement incapables de  
27 s'interrompre. La clientèle ne peut, et ne doit, assumer indéfiniment le coût de cette  
28 politique transitoire.

29 Enfin, il convient de rappeler que la clientèle industrielle, en particulier les membres de  
30 l'ACIG, respecte ses obligations d'interruption et investit souvent dans des systèmes de  
31 rechange coûteux pour garantir sa conformité. Faire supporter à ces clients une partie du  
32 coût associé à la non-conformité d'autres usagers est non seulement inéquitable, mais  
33 nuit aussi à la crédibilité globale du tarif D<sub>5</sub>.

---

<sup>19</sup> Pièce [B-0183](#), p. 9, Q. 2.7.

## 4.7 Recommandations de l'ACIG

1 Au terme de son analyse et considérant ce qui précède, l'ACIG recommande à la Régie  
2 de :

- 3 • **Rejeter l'allocation à la clientèle au service de la demande continue des**  
4 **coûts équivalents à la capacité de transport réservée pour se prémunir**  
5 **contre un scénario de non-interruption de la clientèle interruptible en**  
6 **raison de froid extrême.**
- 7 • **D'enjoindre Énergir de respecter ses engagements antérieurs et de**  
8 **proposer, dans un délai raisonnable, une solution mieux ciblée et**  
9 **équitable, en attendant la refonte complète du tarif interruptible dont un**  
10 **dépôt de preuve est maintenant prévu en 2026.**

## 5. L'évolution des dépenses d'exploitation

### 5.1 Mise en contexte

1 Pour la première fois depuis 2018-2019, Énergir présente ses dépenses d'exploitation  
2 détaillées, en mode coût de service. Le niveau des dépenses d'exploitation pour l'année  
3 tarifaire 2025-2026 se situe à 261,9 M\$, soit 4 M\$ en deçà du résultat de la formule  
4 paramétrique. À cette réduction s'ajoute l'ajustement à la baisse de 3,1 M\$ réalisé au  
5 dossier tarifaire 2022-2023, pour un ajustement total de 7,1 M\$. Énergir mentionne que  
6 cette proposition de dépenses d'exploitation équivaut à une hausse annuelle de 3,0 %  
7 depuis 2018-2019, légèrement sous l'inflation réelle (3,1 %)²⁰.

8 À la question 3.1 de la DDR n°1 de l'ACIG, Énergir présente des justifications qui lui ont  
9 permis d'arriver à un niveau de dépenses d'exploitation inférieur au résultat de la formule  
10 paramétrique²¹, soit un total de 268,9 M\$ sans ajustement en 2022-2023²² :

*« 3.1 En lien avec la référence (i), veuillez détailler et quantifier chacune des différentes actions prises par Énergir pour réduire ses dépenses d'exploitation.*

#### **Réponse :**

*La mise en place d'une structure de gouvernance axée sur l'optimisation et l'amélioration continue des pratiques de l'entreprise a porté fruit et continuera de le faire en 2025-2026, comme expliqué à la référence (i). L'optimisation et l'amélioration continue des pratiques de l'entreprise reposent sur les actions suivantes, telles que décrites à la pièce B-0173, Énergir-42, Document 3 du dossier R-4288-2024, à la réponse à la question 1.2 aux pages 2 et 3 :*

- Saine gestion des heures supplémentaires, réflexion à la suite des départs à la retraite, et augmentation de l'effort consacré aux activités non réglementées. Pour chaque départ à la retraite et par rapport à l'augmentation de la proportion du temps consacré aux activités non réglementées, Énergir évalue si le remplacement d'une ressource est requis pour ses activités réglementées, de manière à contrôler la hausse de sa masse salariale;*
- Divers efforts d'optimisation et d'initiatives de productivité, comme l'amélioration du processus des localisations du réseau avant*

---

²⁰ Pièce [B-0198](#), p. 3, l. 1 à 22.

²¹ Pièce [B-0183](#), p. 12, Q. 3.1.

²² Pièce [B-0183](#), p. 12, Q. 3.2.1.

*excavation, la révision du processus de planification des activités à l'exploitation, l'optimisation des routes, etc.*

*Énergir ne peut quantifier les montants associés à chaque initiative puisque c'est la combinaison de ces efforts d'optimisation qui explique cette croissance contrôlée des dépenses. »*

1 Toutefois, comme mentionné par Énergir, il est impossible de déterminer si ces efforts ont  
2 mené à l'ajustement à la baisse des dépenses d'exploitation.

## 5.2 Analyse de l'ACIG

3 Afin d'analyser la progression des dépenses d'exploitation d'Énergir, l'ACIG a compilé les  
4 dépenses d'opération et le plan de main d'œuvre par secteur, ainsi que les dépenses  
5 d'opération par nature pour les exercices clos le 30 septembre<sup>23</sup>. Les trois tableaux sont  
6 disponibles en annexe 1 du présent mémoire. L'ACIG remarque que les dépenses de  
7 salaires ont augmenté de 52 M\$ depuis l'année tarifaire 2018-2019.

8 La compensation moyenne est ainsi passée d'un peu plus de 100 k\$ par employé à plus  
9 de 125 k\$ par employé, ce qui est en ligne avec l'inflation observée de 3,1 %. Cette  
10 moyenne est observable dans la majorité des secteurs d'Énergir. Également, nous  
11 remarquons un contrôle du temps supplémentaire, alors qu'il est en baisse de 2 M\$  
12 comparativement à 2018-2019.

13 Du côté des dépenses, ce sont principalement les droits d'utilisation (+10 M\$) et la  
14 catégorie « Loyer et assurances » (+ 5,4 M\$) qui sont responsables de l'augmentation  
15 observée. La téléphonie (- 1,2 M\$), les fournitures de bureau (- 1,2 M\$) et les revenus  
16 (- 1,8 M\$) permettent de diminuer la hausse des dépenses d'exploitation.

17 De plus, une nouvelle ligne comptable est inscrite dans le budget 2025-2026, soit  
18 « Réduction budgétaire – postes vacants et autres dépenses » à -6 M\$. Cette ligne  
19 comptable, absente dans les bilans comptables des années précédentes, permet à  
20 Énergir d'arriver à leur total de dépenses d'exploitation de 261,9 M\$.

21 Finalement, l'ACIG a analysé l'évolution des dépenses d'exploitation par rapport aux  
22 volumes distribués et au nombre de clients. Les données sont disponibles au tableau 2  
23 ci-bas et représentées dans les graphiques 2 et 3. Au tableau 2, nous pouvons constater  
24 que les dépenses d'exploitation en dollars constants du budget 2025-2026 sont  
25 inférieures de 2,7 M\$ par rapport à 2018-2019.

---

<sup>23</sup> 2017-2018 : R-4079-2018, pièce [B-0024](#), p. 1 et pièce [B-0025](#), p. 1; 2018-2019 : R-4114-2019, pièce [B-0023](#), p. 1 et 3; 2019-2020 : R-4136-2020, pièce [B-0028](#), p. 2 et 3; 2020-2021 : R-4175-2021, pièce [B-0158](#), p. 2 et 3; 2021-2022 : R-4209-2022, pièce B-0031, p. 2 et 3; 2022-2023 : R-4242-2023, pièce B-0028, p. 2 et 3; 2023-2024 : R-4288-2024, pièce B-0022, p. 2 et 3 ; 2025-2026 : R-4287-2024 Phase 2, pièce [B-0198](#), p. 8 et 12.

Tableau 2 : Évolution des dépenses d'exploitation pour les années financières closes le 30 septembre<sup>24</sup>

Description	Données réelles							
	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016
Dépenses d'exploitation en dollars courants (millions de \$)	142,80	152,38	156,99	161,21	185,20	186,16	190,30	192,08
Inflation - Québec	0,60%	1,30%	2,60%	2,40%	1,10%	1,10%	1,20%	0,80%
Inflation cumulative (2009 = 100%)	100%	101,3%	103,9%	106,4%	107,6%	108,8%	110,1%	111,0%
Dépenses d'exploitation en dollars constants (millions de \$)	142,8	150,4	151,0	151,5	172,1	171,1	172,9	173,1
Volume de vente normalisé (@ 37,89 MJ/m <sup>3</sup> ) (Bcf)	181,16	192,01	192,85	191,26	193,84	200,66	204,37	198,68
Volume de vente normalisé (@ 37,89 MJ/m <sup>3</sup> ) (m <sup>3</sup> ) <sup>a</sup>	5 130 000 000	5 440 000 000	5 460 000 000	5 420 000 000	5 490 000 000	5 680 000 000	5 790 000 000	5 630 000 000
Nombre de clients au 30 septembre	179 311	182 328	185 848	189 812	192 877	195 615	197 250	200 257
Dépenses d'exploitation en \$ courants / volume (\$ / m <sup>3</sup> )	0,028	0,028	0,029	0,030	0,034	0,033	0,033	0,034
Dépenses d'exploitation en \$ constants / volume (\$ / m <sup>3</sup> )	0,028	0,028	0,028	0,028	0,031	0,030	0,030	0,031
Dépenses d'exploitation en \$ courants / client (000 \$ / client)	0,796	0,836	0,845	0,849	0,960	0,952	0,965	0,959
Dépenses d'exploitation en \$ constants / client (000 \$ / client)	0,796	0,825	0,813	0,798	0,892	0,875	0,876	0,864

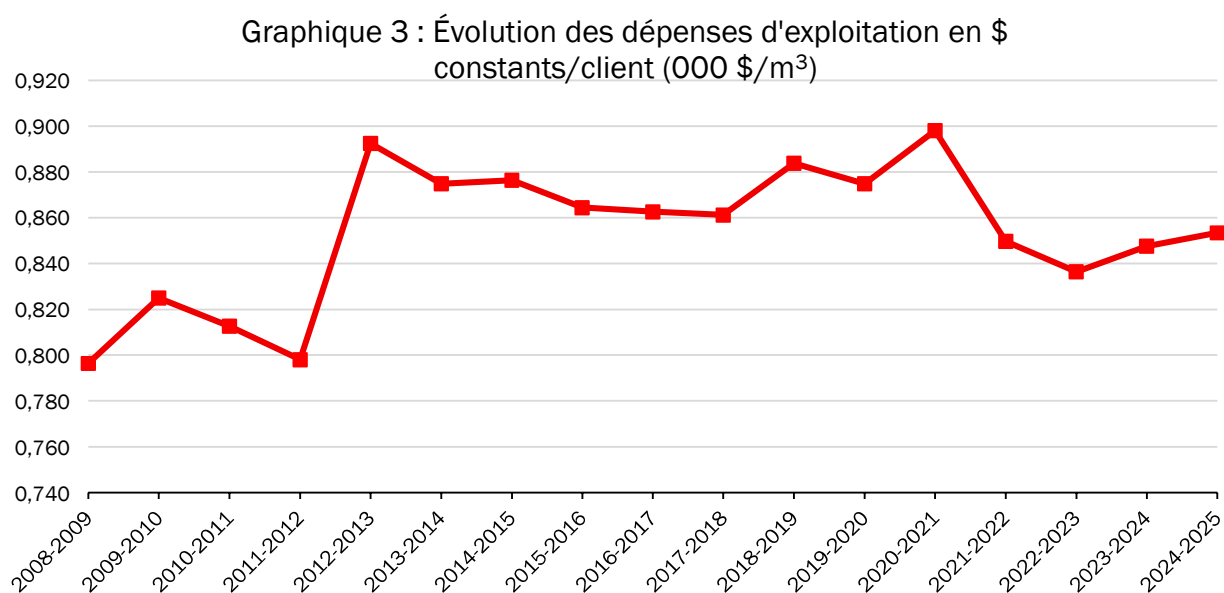
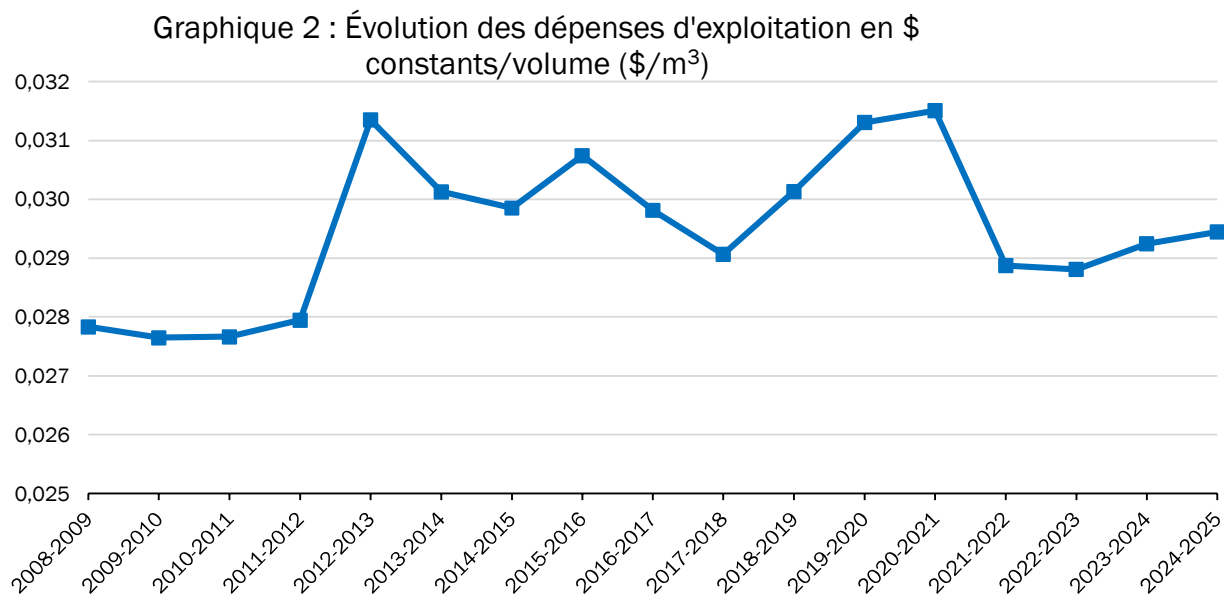
Description	Données réelles									Données projetées
	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	
Dépenses d'exploitation en dollars courants (millions de \$)	195,95	201,58	212,95	215,64	228,98	231,80	240,37	248,46	256,43	256,43
Inflation - Québec	0,90%	1,70%	1,90%	1,30%	2,70%	6,40%	5,10%	2,50%	2,50%	2,50%
Inflation cumulative (2009 = 100%)	112,0%	113,9%	116,0%	117,5%	120,7%	128,4%	135,0%	138,4%	141,8%	141,8%
Dépenses d'exploitation en dollars constants (millions de \$)	175,0	177,0	183,5	183,5	189,7	180,5	178,1	179,6	180,8	180,8
Volume de vente normalisé (@ 37,89 MJ/m <sup>3</sup> ) (Bcf)	207,24	215,16	214,95	206,96	212,63	220,73	218,4	216,74	216,74	216,74
Volume de vente normalisé (@ 37,89 MJ/m <sup>3</sup> ) (m <sup>3</sup> ) <sup>a</sup>	5 870 000 000	6 090 000 000	6 090 000 000	5 860 000 000	6 020 000 000	6 250 000 000	6 180 000 000	6 140 000 000	6 140 000 000	6 140 000 000
Nombre de clients au 30 septembre	202 888	205 538	207 638	209 682	211 230	212 408	212 873	211 868	211 868	211 868
Dépenses d'exploitation en \$ courants / volume (\$ / m <sup>3</sup> )	0,033	0,033	0,035	0,037	0,038	0,037	0,039	0,040	0,042	0,042
Dépenses d'exploitation en \$ constants / volume (\$ / m <sup>3</sup> )	0,030	0,029	0,030	0,031	0,032	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
Dépenses d'exploitation en \$ courants / client (000 \$ / client)	0,966	0,981	1,026	1,028	1,084	1,091	1,129	1,173	1,210	1,210
Dépenses d'exploitation en \$ constants / client (000 \$ / client)	0,863	0,861	0,884	0,875	0,896	0,850	0,836	0,848	0,853	0,853

1 Ce que les graphiques nous montrent, c'est qu'après une hausse des ratios entre 2018-  
2 2019 et 2020-2021, nous assistons ensuite à une baisse marquée les deux années qui  
3 suivent, puis d'une légère remontée. La forte inflation en 2021-2022 et 2022-2023 est  
4 responsable de la chute des ratios, alors que la croissance réelle des dépenses  
5 d'exploitation d'Énergir était sous l'inflation observée.

6 En somme, les ratios des dépenses d'exploitation par rapport aux volumes et aux clients  
7 demeurent sous les niveaux observés durant la décennie 2010-2020.

8 L'ACIG est d'avis que le budget proposé des dépenses d'exploitation de 261,9 M\$  
9 demeure raisonnable pour l'opération du réseau gazier d'Énergir. Toutefois, l'ACIG est  
10 préoccupée par les deux ajustements aux résultats de la formule paramétrique qui ont été  
11 requis, pour l'année tarifaire 2022-2023 (3,1 M\$) et cette présente année tarifaire (4 M\$),  
12 et demeure ouverte à participer à des échanges afin d'améliorer son exactitude.

<sup>24</sup> R-4288-2024, pièce [B-0100](#), p. 20 à 22, conversion Bcf vers m<sup>3</sup> effectuée sur le [site internet](#) d'Énergir.



### 5.3 Recommandation de l'ACIG

- 1 Au terme de son analyse et considérant ce qui précède, l'ACIG s'en remet à la Régie
- 2 quant à l'approbation des dépenses d'exploitation de 261,9 M\$ pour l'année tarifaire
- 3 2025-2026.

## 6. L'allongement de la période d'amortissement des aides financières du PGEÉ

### 6.1 Mise en contexte

1 À la suite d'une révision de la durée moyenne des économies d'énergie du Plan global en  
2 efficacité énergétique (le « **PGEÉ** »), de 18 ans à 16,6 ans, Énergir formule la demande  
3 suivante à la Régie<sup>25</sup> :

*« [...] d'allonger la période d'amortissement des aides financières de son PGEÉ de 10 ans à 15 ans pour les aides financières versées à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2025. Cette demande vise à ce que la période d'amortissement reflète mieux la durée de vie des mesures d'économies d'énergie subventionnées par les programmes du PGEÉ, ce qui permettrait d'atténuer les impacts tarifaires du PGEÉ lors des prochaines années. »*

4 Selon Énergir, cet allongement permettrait de mieux respecter le principe d'appariement,  
5 tout en tenant compte du principe de prudence, en raison de la différence de 1,6 année  
6 entre la période d'amortissement des aides financières et de la durée de vie moyenne  
7 des mesures d'économies d'énergie<sup>26</sup>.

8 De plus, Énergir mentionne qu'Hydro-Québec dans ses activités de distribution  
9 d'électricité (« **Hydro-Québec Distribution** ») s'est également vue autorisée par la Régie  
10 l'allongement de la période d'amortissement des aides financières de ses programmes  
11 d'efficacité énergétique et de gestion de la demande de puissance de 10 à 15 ans lors de  
12 sa dernière cause tarifaire<sup>27</sup>.

### 6.2 Analyse de l'ACIG

13 L'ACIG soumet à la Régie sa préoccupation quant à la prise en compte insuffisante du  
14 principe de prudence dans le choix de la période d'amortissement des aides financières  
15 du PGEÉ.

16 En 2017, lors de l'établissement de la période d'amortissement à 10 ans, Énergir avait  
17 considéré ces deux principes dans le cadre de sa demande à la Régie<sup>28</sup> :

*« [77] Bien que les aides financières devraient être amorties sur la durée de vie de 18 ans selon le principe d'appariement, Gaz Métro propose plutôt d'être conservateur dans l'approche et de réduire la période*

---

<sup>25</sup> Pièce [B-0196](#), p. 3, l. 10 à 15.

<sup>26</sup> Pièce [B-0181](#), p. 73 et 74, Q. 22.1.

<sup>27</sup> Pièce [B-0196](#), p. 3, l. 16 à 21.

<sup>28</sup> R-3987-2016, pièce [A-0095](#), D-2017-094, p. 40, par. 77.

*d'amortissement à 10 ans. Selon le Distributeur, le principe de prudence est primordial considérant l'incertitude associée aux économies d'énergie à plus long terme, l'évolution de la réglementation en la matière et les durées de vie des programmes qui peuvent varier en fonction des prochaines évaluations de programme. »*

(Note en bas de page omise)

1 Ces principes sont basés sur une définition établie en 2006 dans un dossier d'Hydro-  
2 Québec Distribution<sup>29</sup> :

*« Le Distributeur propose de modifier la période d'amortissement en tenant compte de deux principes, soit ceux de l'appariement, qui oblige à amortir les investissements du PGEÉ sur une période équivalente à celle pour laquelle les bénéfices des mesures d'économie d'énergie sont anticipés, et de la prudence, qui prend en considération le degré d'incertitude associé à l'anticipation des bénéfices. »*

3 Selon l'ACIG, il est primordial que l'incertitude entourant la réalisation des économies  
4 d'énergie soit correctement appréciée. Il l'est d'autant plus important, alors qu'Énergir  
5 prévoit la diminution du tiers de ses volumes d'ici 2040<sup>30</sup>, soit environ 2 milliards de m<sup>3</sup>,  
6 principalement dans les secteurs commerciaux, institutionnels et industriels.

7 Il semble donc y avoir un risque réel, selon les analyses d'Énergir, qu'un effacement de  
8 la consommation de gaz naturel s'effectuerait chez une partie de la clientèle, en dépit de  
9 la participation à des programmes du PGEÉ.

10 Si ce risque se matérialise, la clientèle qui demeurerait présente sur le réseau gazier se  
11 retrouverait à rembourser des aides financières dont l'impact n'est plus pertinent dans le  
12 calcul des économies d'énergie, créant ainsi un problème d'équité intergénérationnelle et  
13 de causalité des coûts.

14 Bien qu'Énergir semble s'appuyer sur la décision D-2025-033 rendue dans le cadre de la  
15 cause tarifaire d'Hydro-Québec Distribution, l'ACIG est d'avis qu'en l'absence de  
16 discussions dans la décision sur le principe de la prudence, une réserve doit demeurer  
17 quant à l'applicabilité de la période d'amortissement retenue dans ce dossier à la situation  
18 d'Énergir. Hydro-Québec Distribution ne se trouve aucunement dans la même situation  
19 qu'Énergir au niveau de l'accroissement de sa clientèle.

20 Également, Énergir mentionne que sa proposition permettrait à court terme de réduire  
21 l'impact tarifaire du PGEÉ et ainsi améliorer la situation concurrentielle du gaz naturel<sup>31</sup>.

---

<sup>29</sup> R-3584-2005, [D-2006-56](#), p. 10

<sup>30</sup> Énergir, [Rapport sur la résilience climatique 2024](#), p. 56, Graphique 8.

<sup>31</sup> Pièce [B-0183](#), p. 29 et 30, Q. 7.4.

1 Il est toutefois impossible d'apprécier convenablement l'impact tarifaire global de la  
2 proposition d'Énergir sur un horizon de 30 ou 40 ans, comme ce fut le cas dans le dossier  
3 R-3987-2016 lors de l'inclusion des aides financières du PGEÉ à titre d'actifs  
4 réglementaires à la base de tarification<sup>32</sup>.

5 En effet, Énergir mentionne à la question 7.6 de la DDR n°1 de l'ACIG ne pas être en  
6 mesure de fournir une telle prévision<sup>33</sup> :

*« 7.6 En lien avec la référence (ix), veuillez fournir l'impact tarifaire sur  
les tarifs de distribution pour les 30 prochaines années de l'ensemble des  
aides financières amorties sur une période de 15 ans qui seront  
accordées à partir du 1er octobre 2025.*

**Réponse :**

*Puisqu'Énergir n'a actuellement pas de prévisions au-delà de l'année  
2026 pour ses investissements prévus en PGEÉ, il n'est pas possible de  
calculer l'impact tarifaire des 30 prochaines années. »*

7 Il est de l'avis de l'ACIG qu'Énergir n'a pas rempli son fardeau de preuve en omettant de  
8 fournir l'impact tarifaire réel de sa proposition sur l'ensemble des clients.

9 Toutefois, étant donné l'impact tarifaire direct sur la clientèle, l'ACIG est d'avis qu'il est  
10 essentiel d'avoir une vision à long terme des changements effectués.

11 **Ainsi, afin de respecter le principe de prudence, la période d'amortissement des**  
12 **aides financières du PGEÉ devrait demeurer à 10 ans.**

### 6.3 Recommandation de l'ACIG

13 Au terme de son analyse et considérant ce qui précède, l'ACIG recommande à la Régie  
14 de :

- 15 • **Conserver une période d'amortissement des aides financières du PGEÉ**  
16 **de 10 ans pour les aides financières qui seront versées à partir du 1<sup>er</sup>**  
17 **octobre 2025.**

---

<sup>32</sup> R-3987-2016, pièce [B-0239](#), p. 13, figure 1.

<sup>33</sup> Pièce [B-0183](#), p. 30, Q. 7.6.

## 7. La reconduction du mode de partage des écarts de rendement et du mécanisme de découplage des revenus

### 7.1 Mise en contexte

1 Dans le contexte du cadre réglementaire allégé, Énergir demande à la Régie la  
2 reconduction pour une année seulement de deux de ses éléments, soit le mécanisme de  
3 découplage des revenus et le mode de partage des écarts de rendement, ce dernier étant  
4 présenté ci-dessous<sup>34</sup> :

Tableau 1  
Mode de partage actuel Énergir

Points de base	Partage Énergir / Clients	
+ de 50	50 %	50 %
0 - 50	75 %	25 %
Manque à gagner	100 % Énergir	

5 Il est possible de comprendre de la preuve d'Énergir que le Distributeur souhaite réviser  
6 le mode de partage des écarts de rendement lors du prochain dossier tarifaire, à la lumière  
7 du projet de loi 69 (« **PL 69** »)<sup>35</sup>.

### 7.2 Analyse de l'ACIG

8 À propos du mécanisme de découplage des revenus, l'ACIG valorise son rôle dans la  
9 réduction de l'asymétrie d'information entre Énergir et sa clientèle. L'ACIG n'a pas de  
10 commentaire particulier à ce sujet, hormis son support pour sa reconduction.

11 En ce qui a trait à la reconduction du mode de partage des écarts de rendement, l'ACIG  
12 est d'avis qu'il serait souhaitable que son étude s'effectue en même temps que la  
13 détermination du taux de rendement d'Énergir. Dans le cadre de la phase 1 du présent  
14 dossier, la Régie a reconduit le taux de rendement d'Énergir pour les deux prochaines  
15 années tarifaires<sup>36</sup>.

16 À la question 4.1.1 de la DDR n° 1 de l'ACIG, Énergir mentionne différents paramètres qui  
17 doivent être analysés pour comparer adéquatement les modes de partage des  
18 distributeurs gaziers comparables<sup>37</sup> :

*« 4.1.1. En lien avec la référence (i), veuillez préciser l'interprétation que  
l'on doit donner à l'expression utilisée par Énergir « Sans tenir compte  
du contexte réglementaire de chacune des entreprises ci-après ».*

<sup>34</sup> Pièce [B-0081](#), p. 5, tableau 1.

<sup>35</sup> Pièce [B-0081](#), p. 8, l. 1 à 18 et Pièce [B-0183](#), p. 17, Q. 4.3.

<sup>36</sup> R-4287-2024, phase 1, pièce [A-0037](#), p. 11.

<sup>37</sup> Pièce [B-0183](#), p. 16, Q. 4.1.1.

*Quelles sont les distinctions qui sont nécessaires pour faire une comparaison adéquate des modes de partage des distributeurs gaziers comparables ?*

**Réponse :**

*Certains des différents paramètres de fonctionnement d'un distributeur gazier (taux de rendement, mode de partage, mécanismes de découplage, formules paramétriques, programmes commerciaux, etc.) présentent effectivement des liens. Une comparaison complète entre distributeurs gaziers requiert cependant l'intervention d'experts en la matière pour interpréter les impacts de chacun de ces paramètres les uns sur les autres. [...] »*

1 Ainsi la détermination du taux de rendement est un des éléments importants à tenir en  
2 compte pour établir le mode de partage. L'ACIG souhaiterait également ajouter que la  
3 prise de risque d'un distributeur, notamment par l'utilisation ou non d'un compte de frais  
4 reportés (« **CFR** »), est un élément à considérer.

5 De plus, selon l'extrait plus haut Énergir mentionne que l'intervention d'experts pourraient  
6 être nécessaires dans l'évaluation comparative des modes de partage entre distributeurs.  
7 Il est de l'avis de l'ACIG que la combinaison de l'étude du mode de partage des écarts de  
8 rendement et du taux de rendement permettrait une efficience des ressources  
9 réglementaires d'Énergir et des intervenants à ce titre.

10 Un autre élément à retenir de l'énumération d'Énergir est la présence d'une formule  
11 paramétrique. Or, dans la phase 1 du présent dossier, la Régie a demandé à Énergir  
12 d'étudier l'opportunité de mettre en place une telle formule pour l'établissement du taux  
13 de rendement<sup>38</sup> :

**« [21] Pour ces motifs, la Régie reconduit le taux de rendement de 8,9 % sur l'avoir ordinaire présumé pour les années tarifaires 2025-2026 et 2026-2027.**

*[22] Par ailleurs, la Régie estime qu'une approche dynamique à l'établissement du taux de rendement, permettant une révision périodique de celui-ci afin qu'il puisse être adapté aux réalités du marché et à l'évolution des grands paramètres économiques, pourrait être à propos. La Régie est d'avis qu'une telle approche, basée sur une formule paramétrique par exemple, pourrait favoriser l'efficience réglementaire.*

**[23] Ainsi, la Régie demande à Énergir de déposer, dans le cadre du dossier tarifaire 2026-2027, une mise à jour du complément de**

---

<sup>38</sup> R-4287-2024, Phase 1, pièce [A-0037](#), D-2025-043, p. 9, par. 21 à 23.

***preuve déposé comme pièce B-0016 au présent dossier. Elle lui demande également de commenter l'opportunité d'établir, pour les années subséquentes, un modèle paramétrique pour l'établissement d'un taux de rendement sur les capitaux propres. »***

1 L'établissement d'une telle formule aura certainement un impact sur la capacité d'Énergir  
2 de générer des écarts de rendement, étant donné l'arrimage de son taux de rendement  
3 sur les conditions financières qui seront en vigueur durant une année donnée.

4 Finalement, il faut également rappeler que la refonte du tarif de distribution, présentement  
5 prévue à la phase 4 du dossier de l'allocation des coûts (R-3867-2013) pourrait également  
6 modifier la prise de risque du Distributeur selon les propositions avancées, notamment  
7 par rapport à la proportion des coûts variables et fixes chez la clientèle au tarif D<sub>1</sub>.

8 **Il est donc de l'avis de l'ACIG que ces éléments militent pour reconduire le mode**  
9 **de partage des écarts pour un minimum de deux années.**

### **7.3 Recommandation de l'ACIG**

10 Au terme de son analyse et considérant ce qui précède, l'ACIG recommande à la Régie  
11 de :

- 12 • **Reconduire le mécanisme de découplage des revenus et le mode partage**  
13 **des écarts de rendement pour les années tarifaires 2025-2026 et 2026-**  
14 **2027.**

## 8. La modification du calcul du prix du GSR

### 8.1 Mise en contexte

1 Afin de corriger une incohérence, Énergir propose de modifier le calcul des composantes  
2 2 et 3 du tarif GSR. La formule ci-dessous présente les trois composantes du tarif GSR<sup>39</sup> :

$$\text{Tarif GSR} = \text{Coût moyen d'achat projeté pour les 12 mois de la cause tarifaire} \\ + \text{Écart de prix cumulatif GSR} + \text{Surcoût GSR invendu}$$

3 En effet, contrairement à la composante 1 où le dénominateur est le total des volumes  
4 d'achat de GSR, le dénominateur de la composante 2 et 3 est le total des volumes de  
5 vente GSR prévus à la cause tarifaire.

6 Énergir souhaite uniformiser les dénominateurs des composantes 1, 2 et 3 en utilisant le  
7 total des volumes d'achat de GSR.

### 8.2 Analyse de l'ACIG

8 En ce qui a trait à la composante 2, l'ACIG comprend que l'enjeu provient principalement  
9 du faible niveau des ventes volontaires. En effet, si les ventes volontaires s'élevaient plus  
10 près des achats totaux, qui se retrouvent actuellement près du seuil réglementaire en  
11 vigueur, le *CFR – Écart de prix* s'amortirait sans créer de distorsion tarifaire.

12 L'ACIG est sensible à la problématique, mais se préoccupe des conséquences de ce  
13 changement si Énergir se retrouve dans la situation inverse, c'est-à-dire que les ventes  
14 volontaires surpassent le seuil réglementaire en vigueur.

15 En modifiant le dénominateur du total des volumes de vente GSR prévus à la cause  
16 tarifaire au total des volumes d'achat de GSR, la clientèle non-volontaire pourrait subir  
17 des impacts négatifs si les prévisions de vente d'Énergir ne se matérialisaient pas.

18 Cette clientèle se retrouverait à payer pour des écarts de prix sur des volumes qui se  
19 situent au-delà du seuil réglementaire.

20 C'est le même cas de figure pour la composante 3. Dans sa décision D-2021-158, la  
21 Régie mentionnait le fait suivant<sup>40</sup> :

« [601] Quant à la causalité du surcoût relié à l'inventaire trop important, la Régie estime que ce surcoût n'est pas lié à la présence du Règlement. En effet, dans l'optique où les volumes de GNR invendus en deçà du seuil seront régulièrement disposés de façon à ce qu'Énergir atteigne son obligation réglementaire, le surcoût relié à un inventaire trop

---

<sup>39</sup>

<sup>40</sup> R-4008-2017, pièce [A-0299](#), D-2021-158, p. 136, par. 601.

*important résulte alors d'un écart entre les prévisions de ventes de GNR et les approvisionnements de GNR reliés au service de fourniture de GNR d'Énergir. »*

1 La composante 3 accumule des coûts qui n'ont pas de lien avec l'atteinte des seuils  
2 réglementaires du Règlement. Ainsi, il serait inhabituel d'amortir ces coûts sur l'ensemble  
3 des achats, plutôt que sur les ventes GSR prévues par la clientèle volontaire.

4 **L'ACIG est d'avis qu'il est essentiel de protéger la clientèle non-volontaire de tout**  
5 **coût provenant de volumes achetés au-delà des seuils réglementaires en vigueur.**

6 Toutefois, l'ACIG convient qu'il serait possible de traiter les écarts de prix cumulatif GSR  
7 sur le total des volumes d'achat GSR prévus à la cause tarifaire, seulement si ces volumes  
8 avaient pour objectif de rencontrer le seuil réglementaire en vigueur.

### **8.3 Recommandations de l'ACIG**

9 Au terme de son analyse et considérant ce qui précède, l'ACIG recommande à la Régie  
10 de :

- 11 • **Rejeter les modifications proposées dans les composantes de l'écart de**  
12 **prix cumulatifs GSR et du surcoût du GSR invendu dans le calcul du prix**  
13 **du GSR.**
- 14 ○ **Subsidiairement, approuver la modification proposée dans la**  
15 **composante de l'écart de prix cumulatif GSR, jusqu'à concurrence des**  
16 **volumes nécessaires à l'atteinte du seuil réglementaire.**

## 9. L'évolution des tarifs d'équilibrage

### 9.1 Mise en contexte

- 1 Dans la présente cause tarifaire, Énergir a apporté un changement méthodologique au  
2 calcul du tarif d'équilibrage de sa clientèle au tarif  $D_1$ <sup>41</sup> :

*« La méthode utilisée pour calculer le taux d'équilibrage moyen au tarif  $D_1$  a été révisée afin de mieux représenter le profil des clients. En effet, les consommations mensuelles de chaque client au tarif  $D_1$  ont été extraites pour calculer les paramètres A et P individuels. La moyenne de ces paramètres a servi à calculer le taux moyen d'équilibrage du tarif  $D_1$ . Dans les causes tarifaires précédentes, une extrapolation des profils de consommation du tarif  $D_1$  personnalisé était utilisée pour calculer le taux moyen d'équilibrage. La nouvelle méthode ne requiert plus d'extrapolation étant donné que l'ensemble des clients au tarif  $D_1$  sont utilisés pour calculer le taux moyen d'équilibrage. »*

- 3 Puis, à la suite de la question 6.1 de la DDR n°1 de l'ACIG, Énergir a apporté des  
4 précisions quant au changement<sup>42</sup> :

*« 6.1 En lien avec la référence (i), veuillez expliquer pourquoi il est nécessaire de mieux représenter le profil des clients au tarif  $D_1$ .*

**Réponse :**

*Dans l'intérêt de la clientèle, le changement a été apporté dans le but d'améliorer la représentativité des données utilisées pour le calcul du taux moyen. Jusqu'à récemment, le tarif  $D_1$  était le seul pour lequel une extrapolation était nécessaire, en raison de l'impossibilité d'extraire les paramètres A et P des petits clients. En comparaison, les autres tarifs utilisaient les données complètes de l'ensemble de leurs clients pour établir leur taux moyen.*

*Grâce à la mise à jour d'un outil informatique, il est désormais possible d'extraire un rapport contenant les paramètres A et P pour tous les clients du tarif  $D_1$ . Cette amélioration permet de calculer le taux moyen de ce tarif à partir de données réelles, sans recourir à une extrapolation. »*

- 5 Ainsi, la nouvelle méthodologie corrige un biais dans l'élaboration des tarifs d'équilibrage.

---

<sup>41</sup> Pièce [B-0140](#), p. 8, l. 1 à 8.

<sup>42</sup> Pièce [B-0183](#), p. 21, Q. 6.1.

## 9.2 Analyse de l'ACIG

1 Il est de l'avis de l'ACIG que la prise en compte des paramètres personnalisés A et P des  
2 clients consommant moins de 75 000 m<sup>3</sup> par an permet de corriger un biais dans  
3 l'établissement du tarif d'équilibrage et mène à des tarifs plus représentatifs du profil des  
4 consommateurs.

5 Il est possible d'observer au tableau Q-6.2 à la réponse de la question 6.2 de la DDR n°1  
6 de l'ACIG cette réallocation des coûts en raison de la mise à jour des paramètres A et  
7 P<sup>43</sup> :

**Tableau Q-6.2**  
**Comparaison des revenus d'équilibrage par tarif**  
**selon la méthode de calcul du taux moyen du tarif D<sub>1</sub>**

	Ancienne méthode (000 \$)	Nouvelle méthode (000 \$)
D <sub>1</sub> taux moyen	53 509	63 903
D <sub>1</sub> personnalisé	88 619	80 752
D <sub>3</sub>	2 685	2 485
D <sub>4</sub>	31 210	28 844
D <sub>5</sub>	- 615	- 513
GAC	844	781
<b>Total</b>	<b>176 252</b>	<b>176 252</b>

8 Cette nouvelle méthodologie semble être sans impact négatif pour le reste de la clientèle.

## 9.3 Recommandation de l'ACIG

9 Au terme de son analyse et considérant ce qui précède, l'ACIG recommande à la Régie  
10 de :

- 11 • **Approuver la nouvelle méthodologie de calcul des taux d'équilibrage**  
12 **moyen au tarif D<sub>1</sub>.**

---

<sup>43</sup> Pièce [B-0183](#), p. 22, Q. 6.2.

## 10. Conclusions

1 L'ACIG rappelle les principales recommandations contenues dans sa présente preuve :

(i) *L'approvisionnement de GSR et la socialisation des volumes de GSR invendus*

2 En ce qui a trait au sujet ci-haut, l'ACIG recommande à la Régie :

- 3 • **Enjoindre Énergir de :**
- 4 ○ **Aligner l'évaluation de l'assujettissement au tarif de socialisation sur**  
5 **l'obligation réglementaire annuelle, telle que prévue dans le**  
6 **Règlement, plutôt que sur une base mensuelle. Cette modification**  
7 **permettrait d'éviter de pénaliser les clients dont la consommation**  
8 **varie dans le temps, ou qui pourraient atteindre leur cible annuelle de**  
9 **GSR en quelques mois seulement grâce à des opportunités**  
10 **ponctuelles sur le marché.**
- 11 ○ **Ajuster le calcul du surcoût à socialiser en utilisant des valeurs de**  
12 **marché représentatives pour le gaz naturel et les crédits de carbone**  
13 **(SPEDE), plutôt que les seuls tarifs internes d'Énergir. Cela permettrait**  
14 **de refléter plus justement les économies réellement réalisées par**  
15 **l'utilisation du GSR et d'éviter une surévaluation systématique de la**  
16 **portion à socialiser.**
- 17 ○ **Permettre aux clients en achat direct de se porter volontaires pour**  
18 **acquérir une portion des volumes de GSR invendus, aux mêmes**  
19 **conditions économiques qu'Énergir, avant leur socialisation. Cette**  
20 **mesure permettrait de rétablir une certaine équité dans la répartition**  
21 **des bénéfices environnementaux associés au GSR et de réduire le**  
22 **coût net à socialiser pour l'ensemble de la clientèle.**

*(ii) La clientèle au tarif D<sub>5</sub> considérés incapables de s'interrompre*

1 En ce qui a trait à la clientèle au tarif D<sub>5</sub> considérés incapables de s'interrompre, l'ACIG  
2 recommande à la Régie ce qui suit :

- 3 • **Rejeter l'allocation à la clientèle au service de la demande continue des**  
4 **coûts équivalents à la capacité de transport réservée pour se prémunir**  
5 **contre un scénario de non-interruption de la clientèle interruptible en**  
6 **raison de froid extrême.**
- 7 • **D'enjoindre Énergir de respecter ses engagements antérieurs et de**  
8 **proposer, dans un délai raisonnable, une solution mieux ciblée et**  
9 **équitable, en attendant la refonte complète du tarif interruptible dont un**  
10 **dépôt de preuve est maintenant prévu en 2026.**

*(iii) L'évolution des dépenses d'exploitation*

11 Au terme de son analyse et considérant ce qui précède, l'ACIG s'en remet à la Régie  
12 quant à l'approbation des dépenses d'exploitation de 261,9 M\$ pour l'année tarifaire  
13 2025-2026.

*(iv) L'allongement de la période d'amortissement des aides financières du PGEÉ*

14 En ce qui a trait à l'allongement de la période d'amortissement des aides financières du  
15 PGEÉ, l'ACIG recommande à la Régie ce qui suit :

- 16 • **Conserver une période d'amortissement des aides financières du PGEÉ**  
17 **de 10 ans pour les aides financières qui seront versées à partir du 1<sup>er</sup>**  
18 **octobre 2025.**

*(v) La reconduction du mode de partage des écarts de rendement et du mécanisme de découplage des revenus*

19 En ce qui a trait au sujet susmentionné, l'ACIG recommande à la Régie ce qui suit :

- 20 • **Reconduire le mécanisme de découplage des revenus et le mode partage**  
21 **des écarts de rendement pour les années tarifaires 2025-2026 et 2026-**  
22 **2027.**

*(vi) La modification du calcul du prix du GSR*

1 En ce qui a trait à la modification du calcul du prix du GSR, l'ACIG recommande à la Régie  
2 ce qui suit :

- 3 • **Rejeter les modifications proposées dans les composantes de l'écart de**  
4 **prix cumulatifs GSR et du surcoût du GSR invendu dans le calcul du prix**  
5 **du GSR.**
- 6 ○ **Subsidiairement, approuver la modification proposée dans la**  
7 **composante de l'écart de prix cumulatif GSR, jusqu'à concurrence des**  
8 **volumes nécessaires à l'atteinte du seuil réglementaire.**

*(vii) L'évolution des tarifs d'équilibrage*

9 En ce qui a trait à la l'évolution des tarifs d'équilibrage, l'ACIG recommande à la Régie ce  
10 qui suit :

- 11 • **Approuver la nouvelle méthodologie de calcul des taux d'équilibrage**  
12 **moyen au tarif D<sub>1</sub>.**

**Le tout respectueusement soumis.**

## ANNEXE 1

Dépenses d'opération par nature pour les exercices clos le 30 septembre (000 \$)

### Total corporatif

Total corporatif	2017-2018 réel	2018-2019 réel	2019-2020 réel	2020-2021 réel	2021-2022 réel	2022-2023 réel	2023-2024 réel	Prévisions 4-8	2024-2025	Budget 2025-2026
<b>Salaires</b>										
Salaires réguliers et garde	127 615	134 449	140 864	148 494	150 264	154 828	162 192		181 521	188 924
Temps supplémentaire	13 394	13 686	10 638	12 278	11 452	11 862	11 197		11 096	11 504
	141 009	148 135	151 502	160 772	161 716	166 690	173 389		192 617	200 428
<b>Avantages sociaux</b>	63 564	66 806	62 475	78 486	83 477	81 850	75 118		81 086	87 078
<b>Dépenses</b>										
Services professionnels	21 479	21 716	21 678	22 593	24 452	25 386	26 334		26 002	23 899
Services externes	7 812	10 339	9 206	10 632	11 367	10 151	9 924		10 933	11 152
Droits d'utilisation	5 370	8 163	10 420	11 821	13 240	15 737	17 266		17 868	18 246
Matériaux	6 900	6 615	6 656	7 432	6 381	7 326	7 218		8 035	8 196
Loyer et assurances	5 004	5 064	6 329	7 496	8 206	9 197	9 642		10 498	10 430
Frais de déplacement, de représentation et d'adhésion	5 089	5 084	3 152	1 638	2 705	3 294	3 537		3 789	3 911
Téléphonie	1 801	2 085	1 893	1 887	1 853	1 541	1 334		1 411	1 439
Carburant et huile	2 376	2 649	1 917	2 153	3 219	2 977	2 813		3 004	3 064
Fournitures de bureau	3 514	4 546	2 779	3 077	2 859	3 050	2 673		3 075	3 354
Dons et commandites	2 030	2 104	2 012	2 075	2 229	2 081	1 998		1 993	2 032
Jetons des administrateurs	1 050	1 097	798	760	329	595	287		332	333
Mauvaises créances	2 010	1 760	3 604	1 200	1 200	1 200	2 200		1 200	2 050
Électricité et gaz	1 571	1 589	1 253	1 271	1 662	1 604	1 709		1 860	1 897
Publicité	497	496	316	299	393	635	521		670	678
Revenus	(3 407)	(3 568)	(3 246)	(3 289)	(4 250)	(4 664)	(5 450)		(4 792)	(5 357)
Cotisations professionnelles	179	193	195	197	182	186	219		261	261
Autres	1 197	1 147	1 018	1 050	1 176	868	864		1 162	1 035
Sous-total dépenses	64 472	71 079	69 980	72 292	77 203	81 164	83 089		87 301	86 620
<b>TOTAL DÉPENSES D'OPÉRATION</b>	269 045	286 020	283 957	311 550	322 396	329 704	331 596		361 004	374 126
Frais généraux imputés aux immobilisations	(18 494)	(19 903)	(18 227)	(21 454)	(22 700)	(22 416)	(24 467)		(26 265)	(27 328)
Main d'œuvre imputée aux immobilisations	(40 115)	(43 611)	(40 575)	(49 076)	(53 434)	(50 710)	(51 350)		(55 790)	(57 032)
Salaires et frais d'utilisation des services rechargés aux ANR	(10 251)	(11 292)	(9 461)	(11 904)	(14 435)	(16 662)	(17 934)		(20 126)	(21 666)
Provision pour la 53e période de paie et autres	374	691	(58)	(136)					(13)	(188)
Frais de gestion	1 023	1 047								
Réduction budgétaire - postes vacants et autres dépenses									(5 251)	(5 983)
Autres					(27)	455	454			
<b>TOTAL DÉPENSES D'EXPLOITATION</b>	201 582	212 952	215 636	228 980	231 800	240 371	238 299		253 559	261 929
<b>PMO</b>	1 411	1 455	1 494	1 486	1 476	1 467	1 476		1 505	1 515

## ANNEXE 1

Dépenses d'opération et plan de main d'œuvre par secteur pour les exercices se terminant le 30 septembre 2018 et 2019 (000 \$)

	2017-2018 réel		2018-2019 réel	
	\$	PMO	\$	PMO
<b>Présidence et Audit interne</b>				
Salaires	781	9	686	8
Autres dépenses	158		126	
Dépenses d'opération	939		812	
<b>Gestion intégrée des risques</b>				
Salaires	391	4	520	5
Autres dépenses	18		21	
Dépenses d'opération	409		541	
<b>Clients &amp; Exploitation</b>				
Salaires	90 508	925	93 659	939
Autres dépenses	28 336		28 636	
Dépenses d'opération	118 844		122 295	
<b>Réglementation, TI, Logistique &amp; Chef des finances</b>				
Salaires	29 886	312	32 086	323
Autres dépenses	29 113		34 456	
Dépenses d'opération	58 999		66 542	
<b>Développement, Communautés, Corpo &amp; Sécurité</b>				
Salaires	6 271	71	7 558	87
Autres dépenses	4 882		5 684	
Dépenses d'opération	11 153		13 242	
<b>Talents et gouvernance</b>				
Salaires	13 173	90	13 626	93
Autres dépenses	1 901		2 155	
Dépenses d'opération	15 074		15 781	
<b>Avantages sociaux</b>				
Avantages sociaux	63 564		66 806	
Autres dépenses	65		1	
Dépenses d'opération	63 629		66 807	
<b>Total corporatif avec réallocation</b>				
Salaires	141 010	1 411	148 135	1 455
Avantages sociaux	63 564		66 806	
Autres dépenses	64 473		71 079	
Dépenses d'opération	269 047	1 411	286 020	
<b>Réallocation</b>				
Frais généraux imputés aux immobilisations	(18 494)		(19 903)	
Main d'œuvre imputée aux immobilisations	(40 115)		(43 611)	
Salaires et frais d'utilisation des services rechargés aux ANR	(10 251)		(11 292)	
Provision pour la 53e période de paie et autres	374		691	
Frais de gestion	1 023		1 047	
Réduction budgétaire - postes vacants et autres dépenses				
<b>Total dépenses d'exploitation</b>	<b>201 584</b>	<b>1 411</b>	<b>212 952</b>	<b>1 455</b>
<b>Proportion sur dépenses d'opération</b>				
Salaires	<b>52,4%</b>		<b>51,8%</b>	
Avantages sociaux	<b>23,6%</b>		<b>23,4%</b>	
Autres dépenses	<b>24,0%</b>		<b>24,9%</b>	
Dépenses d'opération	<b>100,0%</b>		<b>100,0%</b>	

## ANNEXE 1

Dépenses d'opération et plan de main d'œuvre par secteur pour les exercices se terminant le 30 septembre 2020 et suivants (000 \$)

	2019-2020 réel		2020-2021 réel		2021-2022 réel		2022-2023 réel		2023-2024 réel		Prévision 4-8 2024-2025		Budget 2025-2026	
	\$	PMO	\$	PMO	\$	PMO	\$	PMO	\$	PMO	\$	PMO	\$	PMO
<b>Présidence, Audit interne et secrétariat corporatif</b>														
Salaires	777	8	1 534	15	1 430	14	1 461	14	1 551	14	1 784	15	1 844	15
Autres dépenses	190		461		634		502		355		505		495	
Dépenses d'opération	967		1 995		2 064		1 963		1 906		2 289		2 339	
<b>VP exécutive Québec</b>														
Salaires	112 069	1 139	118 279	1 168	119 681	1 174	121 666	1 156	126 566	1 169	139 455	1 176	143 097	1 176
Autres dépenses	40 205		40 148		40 674		46 289		48 004		50 397		52 063	
Dépenses d'opération	152 274		158 427		160 355		167 955		174 570		189 852		195 160	
<b>Technologies de l'Information</b>														
Salaires	13 255	125	13 749	126	12 542	114	13 068	118	14 548	125	17 320	142	19 307	154
Autres dépenses	20 444		21 257		24 788		24 735		26 276		25 780		24 356	
Dépenses d'opération	33 699		35 006		37 330		37 803		40 824		43 100		43 663	
<b>Chef des finances</b>														
Salaires	5 558	57	6 018	58	5 003	50	6 017	52	6 392	52	6 459	51	6 279	49
Autres dépenses	5 095		6 562		7 213		7 186		6 995		8 574		8 372	
Dépenses d'opération	10 653		12 580		12 216		13 203		13 387		15 033		14 651	
<b>Employés et culture</b>														
Salaires	15 585	113	15 916	114	17 763	125	18 365	126	19 592	132	21 740	140	23 843	143
Autres dépenses	2 635		2 597		2 264		2 111		1 502		1 989		1 281	
Dépenses d'opération	18 220		18 513		20 027		20 476		21 094		23 729		25 124	
<b>F&amp;A, Développement et projets majeurs</b>														
Salaires	2 726	36	3 790	36	3 724	35	4 389	39	4 740	44	5 860	49	6 056	49
Autres dépenses	419		243		968		(91)		146		245		250	
Dépenses d'opération	3 145		4 033		4 692		4 298		4 886		6 105		6 306	
<b>Affaires juridiques</b>														
Salaires	1 533	15	1 487	15	1 573	15	1 723	16						
Autres dépenses	1 106		1 113		714		559							
Dépenses d'opération	2 639		2 600		2 287		2 282							
<b>Avantages sociaux</b>														
Avantages sociaux	62 475		78 486		83 477		81 850		75 118		81 086		87 078	
Autres dépenses	(114)		(88)		(53)		(125)		(190)		(191)		(195)	
Dépenses d'opération	62 361		78 398		83 424		81 725		74 928		80 895		86 883	
<b>Total corporatif avec réallocation</b>														
Salaires	151 503	1 493	160 773	1 532	161 716	1 527	166 689	1 521	173 389	1 536	192 618	1 573	200 426	1 586
Avantages sociaux	62 475		78 486		83 477		81 850		75 118		81 086		87 078	
Autres dépenses	69 980		72 293		77 202		81 166		83 088		87 299		86 622	
Dépenses d'opération	283 958		311 552		322 395		329 705		331 595		361 003		374 126	1 586
<b>Réallocation</b>														
Frais généraux imputés aux immobilisations	(18 227)		(21 454)		(22 700)		(22 416)		(24 467)		(26 265)		(27 328)	
Main d'œuvre imputée aux immobilisations	(40 575)		(49 076)		(53 434)		(50 710)		(51 350)		(55 790)		(57 032)	
Salaires et frais d'utilisation des services rechargés aux ANR	(9 461)		(11 904)	(46)	(14 435)	(52)	(16 662)	(54)	(17 934)	(61)	(20 126)	(69)	(21 666)	(71)
Provision pour la 53e période de paie et autres	(58)		(136)							(13)			(188)	
Autres					(27)		455		454		(5 251)		(5 983)	
Réduction budgétaire - postes vacants et autres dépenses														
<b>Total dépenses d'exploitation</b>	<b>215 637</b>	<b>1 493</b>	<b>228 982</b>	<b>1 486</b>	<b>231 799</b>	<b>1 475</b>	<b>240 372</b>	<b>1 467</b>	<b>238 298</b>	<b>1 475</b>	<b>253 558</b>	<b>1 504</b>	<b>261 929</b>	<b>1 515</b>
<b>Proportion sur dépenses d'opération</b>														
Salaires	53,4%		51,6%		50,2%		50,6%		52,3%		53,4%		53,6%	
Avantages sociaux	22,0%		25,2%		25,9%		24,8%		22,7%		22,5%		23,3%	
Autres dépenses	24,6%		23,2%		23,9%		24,6%		25,1%		24,2%		23,2%	
Dépenses d'opération	100,0%		100,0%		100,0%		100,0%		100,0%		100,0%		100,0%	