

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 11 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
RELATIVE À LA 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**

**AJUSTEMENTS AUX MONTANTS DE DÉPART**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0318](#), p. 37, Tableau 2;
  - (ii) Décision [D-2025-115](#), p. 9;
  - (iii) Décision [D-2025-105](#), p. 47, Tableau 10 mis à jour;
  - (iv) Dossier R-4177-2021 Phase 1, décision [D-2022-025](#), p. 25.

**Préambule :**

(i) Selon la formule de variation des coûts (FVC) proposée, les éléments du coût de service de l'année 2025-2026 seront indexés selon les indices d'inflation ou ajustés à la marge selon le cas, aux fins d'établir le coût de service de l'année 2026-2027. Une simulation des résultats de l'application de la FVC est présentée au Tableau 2 de la pièce B-0318.

(ii) Dans le cadre du dossier tarifaire 2025-2026, la Régie apportait des ajustements au revenu requis en distribution, lesquels totalisaient 354 k\$, tels que présentés au tableau suivant :

Ajustement au revenu requis en distribution <i>(En milliers de dollars)</i>	2025-2026
CFR - Composante 3 Sainte-Sophie	1 900
Ajustement à la marge de l'amortissement des immobilisations corporelles	(2 408)
Actifs GSR-C et GSR-L (décision D-2025-060)	(763)
Trop-perçu en distribution Rapport annuel 2024 (décision D-2025-067)	(459)
CASEP	(934)
Contribution GES	3 018
<b>Impact total à la hausse sur le revenu requis</b>	<b>354</b>

Considérant que l'impact total des ajustements étaient inférieurs au seuil de matérialité de 1 M\$ autorisé par la décision D-2022-025 (référence (iv)), le revenu requis de l'année 2025-2026 n'a pas été mis à jour afin de refléter ces ajustements.

(iii) Tableau 10 mis à jour afin d'ajouter la dépense d'amortissement réelle de l'année 2024-2025, présentée dans le dossier R-4328-2025, pièce [B-0043](#), p. 7.

Amortissement des immobilisations (000 \$)	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026 <sup>1</sup>
Amortissement - année témoin	129 574	135 633	140 845	143 648	149 067	156 433
Amortissement - année historique	126 142	133 772	135 636	141 316	146 031	n/d
Écart témoin vs historique	3 432 2,6%	1 861 1,4%	5 209 3,7%	2 332 1,6%	3 036 2,0%	
Écart moyen - période 2021-2024				2,3%		
Écart moyen - période 2021-2025					2,3%	

Note 1 : En excluant l'augmentation découlant de l'étude sur les taux d'amortissement, la dépense d'amortissement serait établie à 156 433 k\$ pour l'année 2025-2026.

Pour l'année 2024-2025, la dépense d'amortissement réelle du service de distribution est établie à 143 666 k\$, soit 98 % de la dépense totale de 146 031 k\$.

(iv) Dans sa décision D-2022-025, la Régie autorisait « l'application du seuil de matérialité proposé lors de la mise à jour des informations contenues aux pièces d'un dossier tarifaire entre leur dépôt initial et la décision finale, à savoir lorsque tous les éléments impactant le revenu requis au service de distribution totalisent un écart supérieur à 1 M\$ en valeur absolue ». [nous soulignons]

#### Demands :

- 1.1 Veuillez indiquer si les ajustements apportés par la Régie au tableau de la référence (ii) seront pris en compte, en tout ou en partie, aux fins d'établir le coût de service de l'année 2026-2027. Dans l'affirmative, veuillez mettre à jour le Tableau 2 de la référence (i) et expliquer les ajustements apportés.

#### Réponse :

Comme présenté au tableau 2 de la référence (i), Énergir s'est appuyée sur les données de la Cause tarifaire 2025-2026, soit celles présentées dans les pièces comptables finales et sans ajustement, en cohérence avec la décision D-2022-025.

Toutefois, certains des ajustements apportés par la Régie au tableau de la référence (ii) ont été intégrés à l'établissement du coût de service pour l'année 2026-2027, dans la mesure où ces ajustements portaient sur des éléments assujettis à une projection détaillée, lorsque ces ajustements avaient un impact prospectif sur le coût de service 2026-2027.

Ainsi, les projections ont été réalisées en tenant compte des impacts associés à la demande de modification du terme d'amortissement du CER – Composante 3

*Sainte-Sophie*, de l'ajustement du trop-perçu en distribution découlant du Rapport annuel 2023-2024, ainsi que de l'effet du CASEP sur le coût de service de l'année 2026-2027.

En ce qui concerne la contribution GES, une projection détaillée a été produite indépendamment de celle prévue dans la Cause tarifaire 2025-2026.

Les ajustements visant des éléments assujettis à l'indexation, lesquels reposent sur les données de départ de la Cause tarifaire 2025-2026, n'ont pas été intégrés. Ces éléments ont été maintenus, sans ajustement, en cohérence avec la décision D-2022-025, et ont évolué exclusivement selon les paramètres d'indexation prévus par la FVC.

En conséquence, le tableau de la référence (ii) ne requiert aucune mise à jour.

- 1.2 Dans la négative, veuillez justifier. Veuillez également commenter la possibilité que les montants de départ de la FVC soient ajustés afin de tenir compte des ajustements apportés par la Régie en référence (ii), notamment pour la dépense d'amortissement.

**Réponse :**

Pour les éléments assujettis à l'indexation selon les indices prescrits par la FVC, Énergir s'est appuyée sur les données de la Cause tarifaire 2025-2026, telles que présentées dans les pièces comptables finales, sans ajustement, en cohérence avec la décision D-2022-025.

Même si certains ajustements pris isolément — notamment celui relatif à la dépense d'amortissement — excèdent le seuil de matérialité, ils doivent être analysés dans le contexte global des ajustements, dont la somme cumulative demeure inférieure au seuil de matérialité de 1 M\$, comme reconnu par la Régie dans la décision D-2022-025.

Dans le présent dossier, l'ajustement à la dépense d'amortissement aurait pour effet de réduire le coût de service. Toutefois, dans un contexte futur, des ajustements de même nature pourraient tout aussi bien entraîner une augmentation du coût de service. Dans les deux cas, Énergir juge qu'il serait inopportun d'ajuster le coût de service de l'année 1.

De plus, particulièrement en ce qui concerne l'ajustement à la dépense d'amortissement, Énergir ne préconise pas de modification du point de départ de la FVC pour cette dépense ni pour l'effet des actifs GSR-C et GSR-L (décision D-2025-060). Les pièces relatives à la base de tarification de la Cause tarifaire 2025-2026 n'ayant pas été mises à jour, elles ne reflètent pas la réduction de la charge d'amortissement ni l'impact associé à la décision liée à la station de réception et d'injection de GSR porté à Saint-Flavien. En l'absence de ces ajustements, l'évaluation du rendement issue de la base de tarification non ajustée s'avère inadéquate, tout comme la charge d'impôt. Toutes choses étant égales par ailleurs, une diminution de la charge d'amortissement comptable entraîne une hausse de

la valeur de la base de tarification, ce qui se traduit par une augmentation du rendement et des impôts afférents. Énergir considère ainsi qu'il ne serait pas cohérent, pour la FVC 2026-2027, d'utiliser des paramètres qui n'ont pas été actualisés de manière intégrée.

Aussi, dans la mesure où la réduction de la charge d'amortissement a été établie à partir d'un historique englobant à la fois le service de distribution et celui de l'équilibrage saisonnier, certains écarts constatés pourraient être attribuables à l'un ou l'autre de ces services.

Par ailleurs, au sein même du service de distribution, des écarts historiques peuvent également s'expliquer, entre autres, par des retards dans la mise en service de projets de GSR. Dans une telle situation, bien qu'une diminution de la charge d'amortissement soit observée, une baisse correspondante des revenus de réception serait également constatée, neutralisant ainsi l'effet global sur le coût de service.

En conséquence, Énergir est d'avis que le point de départ de la FVC ne devrait pas être ajusté afin de tenir compte, de façon partielle, des ajustements au tableau de la référence (ii). Procéder à l'intégration isolée de certains ajustements, alors que ceux-ci ne sont pas repris dans l'ensemble des pièces de la Cause tarifaire 2025-2026 de manière intégrée, créerait un manque de cohérence dans l'établissement du point de départ de la FVC.

Dans ce contexte, Énergir considère qu'il est préférable de maintenir l'utilisation des données présentées dans les pièces, sans ajustement, en cohérence avec la décision D-2022-205.

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0317](#), p. 9 et 10, préambule (iii) et réponse à la question 5.2;
  - (ii) Décision [D-2025-105](#), p. 44, Tableau 9;
  - (iii) Tableau établi par la Régie à partir des références (i) et (ii).

**Préambule :**

(i) Pour l'année 2024-2025 présenté au tableau du préambule (iii), les dépenses d'exploitations réelles sont établies à 243,9 M\$ au rapport annuel 2025, soit un écart favorable de 12,5 M\$ comparativement au montant de 256,4 M\$ prévu au dossier tarifaire (année témoin). À cet égard, Énergir fait valoir notamment que « *les écarts favorables constatés au rapport annuel sont plutôt le fruit d'une saine gestion des coûts et de la réalisation de gains d'efficience* ».

(ii) Dans le cadre du dossier tarifaire 2025-2026, Énergir projetait des dépenses d'exploitation totalisant 253,6 M\$ pour l'année en cours 2024-2025, basé sur les données de quatre mois réels et huit mois prévus. Pour l'année 2025-2026, Énergir prévoyait des dépenses d'exploitation totalisant 261,9 M\$.

(iii) Tableau établi par la Régie à partir des références (i) et (ii)

Dépenses d'exploitation (000 \$)	Année témoin	Année de base	année réelle
	R-4257-2024	R-4287-2024	R-4328-2025
Évolution pour l'année 2024-2025	256,4	253,6	243,9
Écart annuel favorable		2,8	9,7
Écart total			12,5

La Régie constate que dans le cadre du dossier tarifaire 2025-2026 (Phase 2 du présent dossier), Énergir prévoyait des économies de 2,8 M\$ pour l'année 4/8 2025. Cependant, les économies réelles constatées au rapport annuel se sont avérées de 12,5 M\$.

#### **Demande :**

2.1 En référence (i), Énergir explique les écarts favorables constaté au rapport annuel comme étant le fruit d'une saine gestion des coûts et la réalisation de gains d'efficience.

Considérant que les dépenses d'exploitation de l'année 2025-2026 ont été examinées à la lumière des dépenses projetées de l'année de base 4/8 2025 (référence (ii)), et considérant l'évolution des écarts favorables présentés au tableau de la référence (iii), veuillez commenter la possibilité d'ajuster le montant de départ des dépenses d'exploitation de la FVC pour tenir compte davantage des économies réalisées et des gains d'efficience.

#### **Réponse :**

Énergir n'est pas favorable à ajuster le montant de départ des dépenses d'exploitation.

Ouvrir la porte à une correction ponctuelle du point de départ créerait un précédent qui pourrait mener à des ajustements récurrents, voire annuels, au cours du cycle tarifaire, ce qui irait à l'encontre du cadre approuvé par la Régie dans la décision D-2026-028 et des objectifs qui sous-tendent l'adoption de la FVC.

Par ailleurs, les dépenses d'exploitation approuvées à la Cause tarifaire 2025-2026 ont été établies conformément aux pratiques reconnues et ont été soumises à l'examen et à l'approbation de la Régie. Bien que les résultats réels de l'exercice 2025 se soient avérés davantage favorables qu'anticipés, Énergir est d'avis que le niveau de dépenses approuvé à la Cause tarifaire 2025-2026 demeure encore, à ce jour, un point de départ raisonnable et représentatif pour l'application de la FVC.

La proposition d'Énergir est donc de maintenir le point de départ tel que soumis et approuvé par la Régie. Comme mentionné à la réponse à la question 3.3, c'est à partir de ce niveau qu'Énergir établit ses plans opérationnels et financiers pour la réalisation du cycle tarifaire triennal ou, dans ce cas-ci, du cycle biennal. Ajuster rétroactivement le point de départ en fonction des écarts observés entre les projections et les résultats réels remettrait en cause la stabilité et la prévisibilité recherchées dans l'application de la FVC et favoriserait une gestion davantage axée sur le court terme, au détriment de l'optimisation des coûts.

Dans ce contexte, Énergir considère que le maintien du point de départ approuvé constitue l'approche la plus appropriée et conforme au cadre réglementaire en vigueur.

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0318](#), p. 34;
  - (ii) Pièce [B-0325](#), p. 7, réponse à la question 2.5;
  - (iii) Dossier R-4177-2021 Phase 1, décision [D-2022-025](#), p. 18;
  - (iv) Tableau établi par la Régie.

**Préambule :**

(i) « En effet, Énergir entend déposer, lors de la CT 2027-2028, une proposition visant une nouvelle méthodologie pour la détermination de la dépense d'impôts présumés, laquelle pourra être appliquée tant pour les années de base que pour les années intermédiaires d'un cycle triennal. L'ampleur des travaux requis pour développer cette nouvelle méthodologie et produire les analyses nécessaires ne permettait pas de l'intégrer à la présente proposition de FVC dans les délais impartis ».

(ii) « Énergir réitère que sa proposition actuelle se veut une formule globale simple et transparente, qui s'inspire des modes d'allégement réglementaire passés et qui atteint l'objectif d'allégement réglementaire recherché. Si cela apparaissait requis, des changements à la FVC pourraient être apportés lors d'un prochain cycle tarifaire ».

(iii) Dans le dossier tarifaire 2022-2023, la Régie reconnaissait que « l'actualisation de l'année de départ de la formule paramétrique en utilisant les dépenses d'exploitation sans ASF constatées au rapport annuel 2020-2021 permet d'établir les dépenses sur la base de données réelles. La Régie partage l'avis d'Énergir selon lequel l'ajustement à l'année de départ proposé forcerait Énergir à maintenir une rigueur et une saine gestion de ses coûts ».

(iv) Tableau établi par la Régie à partir des références présentées dans le tableau.

Rapport annuel Trop-perçu/ (manque à gagner)	Budget détaillé	OPEX Formule	OPEX Formule	OPEX Formule	Formule ajustée	OPEX Formule	OPEX Formule
Dossier Régie	R-4114-2019	R-4136-2020	R-4175-2021	R-4209-2022	R-4242-2023	R-4288-2024	R-4328-2025
Année financière	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025
(en milliers de \$)	B-0041	B-0045	B-0050	B-0052	B-0049	B-0042	B-0044
TP ou (MAG) en distribution	30,3	2,6	0,5	18,2	(11,5)	20,2	36,5
Découplage (100 % clients) <sup>1</sup>	n/a	1,6	(8,2)	4,4	(13,8)	3,5	24,9
Solde soumis au mode de partage	30,3	1,0	8,7	13,8	2,3	16,7	11,7
Quote-part aux clients	19,7	0,3	2,8	5,1	0,6	6,2	3,7
Quote-part associés	10,5	0,7	5,9	8,6	1,7	10,4	8,0

### Demands :

3.1 Veuillez confirmer les données présentées au tableau du préambule (iv) ou les corriger, selon le cas.

#### Réponse :

Les données présentées au tableau du préambule (iv) sont exactes, à l'exception de celles relatives à l'exercice 2023-2024. En effet, à la suite de la décision D-2025-067, la Régie a retranché un montant de 0,8 M\$ de la bonification d'Énergir afin de l'attribuer à la clientèle, en lien avec les sommes facturées à la Ville de Saint-Hyacinthe. La quote-part de l'exercice 2023-2024 s'établit ainsi à 7 M\$ pour les clients et à 9,6 M\$ pour les associés.

3.2 Outre la méthodologie pour déterminer la dépense d'impôts selon la référence (i), veuillez indiquer si d'autres changements sont actuellement envisagés pour la FVC du prochain cycle tarifaire (référence (ii)).

#### Réponse :

Énergir est d'avis qu'il est trop tôt pour envisager des changements à la FVC à ce stade-ci.

3.3 Veuillez commenter la possibilité que les montants de départ d'une année intermédiaire assujettis aux indices d'inflation, soient ajustés en fonction des données réelles, comme c'était le cas pour les dépenses d'exploitations prévues au dossier tarifaire 2022-2023 (référence (iii)).

**Réponse :**

Énergir n'est pas en faveur d'ajuster, lors des années intermédiaires, les montants de départ assujettis aux indices d'inflation en fonction des données réelles. Énergir tient à préciser que les dépenses d'exploitation prévues au dossier tarifaire 2022-2023 ont été établies en reconduisant la formule paramétrique, mais en actualisant le point de départ en utilisant les données réelles, ce qui permettait de remettre des économies tout en évitant de produire un coût de service complet des dépenses d'exploitation.

Le contexte réglementaire était alors différent de celui en vigueur. En vertu de la FVC, un coût de service complet est établi à l'année 1 de chaque cycle tarifaire, et ce sont les montants de l'année 1 qui constituent le point de départ servant à l'évolution du coût de service pour les années intermédiaires 2 et 3. Procéder à des ajustements au cours des années intermédiaires irait à l'encontre du cadre approuvé par la Régie dans la décision D-2026-028 et des objectifs qui sous-tendent l'adoption de la FVC.

Par ailleurs, l'ajustement des montants de départ en fonction du réel laisse implicitement supposer que tout écart observé est de nature récurrente et nécessite une correction lors des années subséquentes. Or, certains écarts peuvent provenir d'éléments ponctuels ou exceptionnels qui ne justifient pas un réalignement permanent des montants de départ. De plus, les données réelles complètes de l'année 1 n'étant pas disponibles lors de l'établissement des données de l'année 2, les ajustements ne pourraient être faits avant l'année 3.

Ensuite, c'est à partir du point de départ établi à l'année 1 qu'Énergir établira ses plans opérationnels et financiers pour la réalisation du cycle tarifaire triennal ou, dans le cas présent, du cycle biennal. La prévisibilité associée à un point de départ stable constitue un levier essentiel pour soutenir des investissements porteurs, notamment en matière de transformation numérique qui peut nécessiter des dépenses initiales, mais générer des économies récurrentes ou des gains d'efficacité à plus long terme. Ajuster le point de départ au cours des années intermédiaires en fonction des écarts observés entre les projections et les résultats réels remettrait en cause la stabilité et la prévisibilité recherchées dans l'application de la FVC et favoriserait une gestion davantage axée sur le court terme, au détriment de l'optimisation des coûts.

Enfin, Énergir souligne que le coût de service doit être considéré et géré globalement, comme un tout. Les écarts observés sur certains éléments du coût de service au cours des années intermédiaires doivent être analysés dans une perspective globale, à l'intérieur du « carré de sable » que constitue le coût de service approuvé. Un écart favorable sur un élément peut venir contrebalancer un écart défavorable observé sur un autre élément du coût de service, sans qu'il soit nécessaire d'intervenir sur le point de départ.

La proposition d'Énergir est donc de maintenir les montants de départ tels que soumis et approuvés par la Régie à l'année 1 du cycle tarifaire.

**FACTEUR DE CROISSANCE – COÛTS FIXES ET VARIABLES**

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0318](#), p. 30 et 31;
  - (ii) Pièce [B-0318](#), Annexe 1 (p. 54 du fichier PDF);
  - (iii) Pièce [B-0318](#), Annexe 2, p. 8;
  - (iv) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0109](#), p. 16;
  - (v) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0109](#), Annexe 5.

**Préambule :**

(i) « Énergir est d'avis qu'une baisse du nombre de clients ne se traduit pas nécessairement par une réduction proportionnelle des coûts. Dans l'éventualité où Énergir desservira un moins grand nombre de clients, elle devra toujours assurer l'entretien et la sécurité de l'ensemble de son réseau. À cet égard, les leviers d'ajustements d'Énergir sont limités, en raison du fait qu'une grande proportion de sa main-d'œuvre est régie par des conventions collectives ».

(ii) « There are reasons to believe, however, that differences in the nature of gas system expansions versus contractions would mean different effects on OPEX. For example, system expansion to accommodate an extra 45,000 customers (roughly the customer growth from 2006 through 2023) may include new distribution to co-located new residential building construction. But 465 customers leaving the system (the decline from 2023 to 2024) more likely involves idiosyncratic departures of spatially dispersed consumers. Some variable costs in the growth scenario may be fixed in the decline scenario. As an illustrative example, consider the incremental vehicle miles travelled (VMT) to inspect a new addition to the distribution system. In the case that one customer in an area leaves the system, the VMT would not change ».

(iii) En réponse au complément d'information demandé par la Régie, Énergir présente le tableau suivant :

Tableau 6

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Installations facturables au début (nombre)	202 907	205 883	207 299	209 539	211 287	211 366	212 025	211 577
Nouveaux clients (nombre)	5 561	4 191	5 012	4 118	2 603	3 505	2 407	1 416
Clients perdus (nombre)	(2 585)	(2 775)	(2 772)	(2 370)	(2 524)	(2 846)	(2 855)	(2 777)
Installations facturables au 30 sept. (nombre)	205 883	207 299	209 539	211 287	211 366	212 025	211 577	210 216
Taux d'attrition	1,27 %	1,35 %	1,34 %	1,13 %	1,19 %	1,35 %	1,35 %	1,31%
Taux d'addition	2,74 %	2,04 %	2,42 %	1,97 %	1,23 %	1,66 %	1,14 %	0,67%
Taux de croissance global	1,47 %	0,69 %	1,08 %	0,83 %	0,04 %	0,31 %	-0,21 %	-0,64%

(iv) « Le Tableau de fonctionnalisation par tarif séparé en coûts fixes et variables est présenté à l'annexe 5 [référence (v)]. Les coûts variables sont définis comme étant des coûts qui ne sont plus encourus lorsqu'un client diminue ou cesse ses retraits, soit des coûts qui varient en fonction des volumes. À l'opposé, les coûts fixes sont définis comme étant invariables en fonction des volumes ». [Note de bas de page omise]

(v) Dans le cadre de l'étude sur l'allocation des coûts déposée au dossier tarifaire 2024-2025, les coûts totaux en distribution étaient séparés entre coûts fixes et coûts variables comme suit.

		TOTAL		
1	NOMBRE DE CLIENTS	211 874		
2	%	100%		
3	VOLUME ANNUEL DE DISTRIBUTION (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	6 090 412		
4	%	100%		
5	TOTAL REVENUS DE DISTRIBUTION (\$)	697 839 004		
6	%	100%		
7	CAPACITÉ (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour x 365 jours/an)	17 692 775		
8	%	100%		
	<b>COÛTS DE DISTRIBUTION (\$)</b>		<b>Fixe</b>	<b>Variable</b>
9	TOTAL DÉPENSES D'EXPLOITATION	247 311 631	216 542 169	30 769 462
10	AUTRE COMPOSANTE DU COÛT DES AVANTAGES SOCIAUX FUTUI	(8 670 100)	(8 670 100)	-
11	TOTAL FRAIS DE DISTRIBUTION	9 089 282	(2 740 691)	11 829 973
12	PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	5 400 000	2 700 000	2 700 000
13	TOTAL DÉPENSES D'AMORTISSEMENT	141 007 776	141 007 776	-
14	TOTAL DÉPENSES D'AMORTISSEMENT DES FRAIS REPORTÉS	78 050 423	58 645 257	19 405 166
15	TOTAL TAXES ET REDEVANCE	51 200 202	24 578 658	26 621 544
16	TOTAL IMPÔT SUR LE REVENU RELIÉ AU RENDEMENT	34 211 848	34 211 848	-
17	TOTAL IMPÔT SUR LE REVENU NON RELIÉ AU RENDEMENT	(6 977 130)	(6 977 130)	-
18	TOTAL RABAIS À LA CONSOMMATION ET AUTRES	0	-	-
19	TOTAL COÛTS DU TARIF DE RÉCEPTION	2 979 665	2 925 256	54 409
	TOTAL CONTRIBUTION GES	(5 928 519)	-	(5 928 519)
20	SOUS-TOTAL COÛTS DE DISTRIBUTION	547 675 079	462 223 044	85 452 035
21	RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	150 163 925	150 163 925	-
22	<b>TOTAL COÛTS DE DISTRIBUTION</b>	<b>697 839 004</b>	<b>612 386 969</b>	<b>85 452 035</b>
23	RATIO FIXE VARIABLE		<b>87,8%</b>	<b>12,2%</b>

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez présenter l'évolution des coûts fixes et variables du service de distribution des quatre dernières études d'allocation des coûts, selon la forme et la teneur du tableau présentée en référence (v).

**Réponse :**

Le tableau de fonctionnalisation par tarif séparé en coûts fixes et variables (annexe 5 de la pièce Énergir-Q, Document 11) n'a pas été produit depuis le dépôt de la Cause tarifaire 2013-2014 jusqu'au dépôt de la Cause tarifaire 2020-2021.

Énergir soumet à l'annexe Q-4.1 du présent document les quatre dernières « annexes 5 » sous la forme et la teneur du tableau en référence (v). Énergir rappelle que les coûts de ces annexes correspondent aux coûts budgétés de l'année précédant l'année du dépôt de la cause tarifaire concernée.

- 4.2 Considérant les références (i) et (ii), veuillez indiquer dans quelle mesure la variation de la clientèle observée au tableau de la référence (iii) pourrait avoir un impact sur l'évolution des coûts fixes et variables, présentée en réponse à la question précédente.

**Réponse :**

La répartition des coûts fixes et variables présentée en réponse à la question précédente est basée sur la méthodologie définie dans le cadre de l'exercice d'allocation des coûts. Dans cet exercice, c'est la nature du facteur qui détermine si le coût est fixe ou variable. En effet, un facteur variable alloue un coût selon le volume : donc, si le volume diminue, toutes choses étant égales par ailleurs, les coûts variables diminuent également. Ainsi, la notion de volume est celle directement utilisée dans la détermination des coûts variables : bien qu'il existe une corrélation entre le nombre de clients et les volumes de consommation, la variation du nombre de clients n'aura pas d'effet direct sur les coûts variables présentés dans l'allocation des coûts. Les coûts fixes sont quant à eux déterminés par d'autres facteurs que le volume, et le nombre de clients est l'un d'eux. Toutes choses étant égales par ailleurs, plus le nombre de clients augmente, plus les coûts fixes augmentent.

Donc, dans un contexte de croissance du nombre de clients et de hausse des volumes consommés (en raison des clients supplémentaires), toutes choses étant égales par ailleurs, une hausse des coûts fixes et variables est anticipée. L'importance de l'un par rapport à l'autre dans l'exercice d'allocation des coûts dépendra à la fois de l'évolution relative des volumes par rapport au nombre de clients, ainsi que du poids des autres facteurs non corrélés au nombre de clients et qui influencent les coûts fixes.

Dans un contexte de décroissance du nombre de clients et de diminutions des volumes (en raison des pertes de clients), toutes autres choses étant égales par ailleurs, l'impact sur les coûts fixes et variables sera différent. À titre d'exemple, si Énergir perdait 100 % des clients (aucun volume de distribution), une partie des coûts fixes de distribution seraient quand même maintenus et les coûts variables seraient nuls étant donné que les volumes consommés seraient nuls eux aussi. Cet exemple permet de constater que la baisse du nombre de clients a un impact, via une baisse des volumes consommés, sur les coûts variables, et un impact direct, mais moins prononcé sur les coûts fixes (à court terme). Comme expliqué à la référence (i), certains coûts fixes sont particulièrement inélastiques en regard du nombre de clients, particulièrement à court terme. Ainsi, dans un contexte de décroissance du nombre de clients et des volumes consommés, les coûts fixes et variables pourraient baisser, mais de manière asymétrique. Encore une fois, l'importance de l'un par rapport à l'autre dépendra de plusieurs facteurs.

**INDICES**

5. Références :
- (i) Pièce [B-0318](#), p. 28;
  - (ii) Pièce [B-0325](#), p. 16 à 18, réponse à la question 6.1.1;
  - (iii) Dossier R-4334-2026, pièce [B-0001](#), p. 2.

**Préambule :**

(i) Énergir propose de fixer l'indice EERH « *selon la moyenne des 36 mois se terminant au mois de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs* » et l'indice IPC « *selon la moyenne des 12 mois se terminant au mois de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs* ».

(ii) Pour le dossier tarifaire 2026-2027, l'indice EERH est obtenu en calculant la moyenne de la croissance de l'indice publiée par Statistique Canada de janvier 2023 à décembre 2025 (36 mois), basé sur la date de diffusion de la fin février 2026. L'indice IPC est obtenu en calculant la moyenne de la croissance de l'IPC-Québec publiée par Statistique Canada de janvier 2025 à décembre 2025 (12 mois), basé sur la date de diffusion fin février 2026.

(iii) Dans le cadre du dossier tarifaire 2026-2027, la preuve au soutien de la demande sera complétée vers la mi-mai 2026.

**Demandes :**

5.1 Afin d'éviter toute ambiguïté future, veuillez reformuler le texte présenté en italique dans la référence (i) afin de tenir compte de la précision apportée en référence (ii).

**Réponse :**

Voici le texte reformulé, avec les modifications soulignées :

Énergir propose de fixer l'indice EERH « *selon la moyenne des 36 mois se terminant au mois de décembre précédant l'entrée en vigueur des tarifs. Ces données sont disponibles à compter du mois de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs et sont publiées par Statistique Canada. » et l'indice IPC « *selon la moyenne des 12 mois se terminant au mois de décembre précédant l'entrée en vigueur des tarifs. Ces données sont disponibles à compter du mois de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs et sont publiées par Statistique Canada. ».**

À cet effet, Énergir dépose une version révisée de la pièce Énergir-U, Document 1.

- 5.2 Considérant que les indices seraient déterminés selon les données publiées à la fin du mois de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs, veuillez présenter les conditions qui permettraient à Énergir de déposer les pièces du dossier tarifaire d'une année intermédiaire plus rapidement que vers la mi-mai, comme c'est le cas actuellement (référence (iii)).

**Réponse :**

Un dépôt hâtif des pièces devient avantageux dans la mesure où la décision sur la cause tarifaire est rendue suffisamment tôt pour permettre l'entrée en vigueur des tarifs finaux dès le 1<sup>er</sup> octobre. D'emblée, Énergir peut affirmer qu'il sera impossible de déposer avant la mi-mai lors de la première année d'un cycle tarifaire de trois ans. De surcroît, en ce qui a trait aux années intermédiaires, il est trop tôt pour déterminer si Énergir serait en mesure de déposer les pièces tarifaires plus rapidement lors des prochains cycles tarifaires puisqu'elle n'est pas en mesure de faire de constats à ce stade-ci.

Puisque l'application des indices de la FVC vise une partie des coûts du service de distribution, Énergir tient à préciser qu'elle doit continuer d'établir une projection détaillée pour déterminer les CER, le PTPD, le PGEÉ et la contribution GES. De plus, une projection détaillée est toujours requise en ce qui concerne l'établissement des revenus pour l'ensemble des services et des coûts des services de transport, d'équilibrage, du SPEDE et de la socialisation du GSR.

Enfin, une projection 4/8 est nécessaire pour établir les projections détaillées de plusieurs de ces éléments. Ainsi, Énergir doit attendre le mois de février pour débiter son exercice prévisionnel du 4/8 et de la préparation de la cause tarifaire, ce qui limite la possibilité d'un dépôt hâtif des pièces.

## BASE DE TARIFICATION

6. Références :
- (i) Pièce [B-0318](#), p. 37 et 38;
  - (ii) Pièce [B-0328](#), p. 11, réponse à la question 2.5;
  - (iii) Pièce [B-0103](#), p. 7;
  - (iv) Pièce [B-0104](#), p. 2;
  - (v) Pièce [B-0149](#), p. 19;
  - (vi) Article 51 de la Loi.

### Préambule :

(i) La base de tarification en distribution, établie à 2 647 834 k\$ pour l'année 2025-2026, est séparée selon les éléments assujettis aux indices (2 493 248 k\$) et ceux ajustés à la marge (154 586 k\$). Les éléments de la base de tarification 2025-2026 qui seraient traités à la marge sont les CFR, le PGEÉ ainsi que le PTPD. Les éléments traités à la marge incluent également les nouveaux projets majeurs qui seront intégrés à la base de tarification en 2026-2027.

(ii) Énergir précise que si un projet majeur est intégré à la base de tarification à la première année du cycle (soit 2025-2026 au présent dossier), mais que sa mise en service survient à l'une ou l'autre des années intermédiaires, un ajustement à la marge doit être effectué afin de refléter la charge d'amortissement associée au projet aux années intermédiaires 1 et/ou 2, celle-ci n'ayant pas été prise en compte dans le point de départ.

(iii) Dans le cadre de la Phase 2 du présent dossier, la base de tarification en distribution était établie à 2 647 834 k\$ pour l'année 2025-2026.

(iv) Aux fins d'établir la base de tarification 2025-2026, Énergir prévoyait des additions totalisant 2 351 k\$ pour les projets d'investissement visant l'injection de GSR en 2025-2026.

(v) Dans le cadre de la Phase 2, Énergir présentait le détail du volet investissement pour les producteurs de GSR. Pour l'année 2025-2026, la moyenne des 13 soldes s'élevait à 27,0 M\$.

(vi) L'article 51 de la Loi indique :

51. Pour l'application du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 49, la juste valeur des actifs pouvant faire partie de la base de tarification d'un distributeur de gaz naturel pour des projets d'extension de son réseau de distribution visant l'injection de gaz de source renouvelable ne comprend pas celle afférente aux postes d'injection et aux installations et équipements utiles à l'injection.

De même, pour l'application de ce paragraphe, la Régie tient compte de la juste valeur des actifs visés au premier alinéa qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour ces projets d'extension, jusqu'à concurrence pour chacun d'eux du moindre d'un montant résultant de l'application d'un taux ou d'un montant maximal qu'elle détermine, sur proposition du distributeur concerné, afin de permettre à ce dernier d'en récupérer une partie auprès des consommateurs.

1996, c. 61, a. 51; 2000, c. 22, a. 13; 2025, c. 24, a. 39.

**Demandes :**

6.1 Veuillez confirmer que les projets d'investissement visant l'injection de GSR sont inclus dans la base de tarification 2025-2026, selon les références (iii), (iv) et (v).

**Réponse :**

Énergir le confirme.

6.2 Veuillez préciser si les projets d'investissement visant l'injection de GSR déjà en service en 2025-2026 sont compris dans les éléments de la base de tarification qui seraient indexés selon l'inflation, selon la référence (i). Veuillez justifier.

**Réponse :**

La base de tarification qui sera indexée comprend à la fois des projets d'investissement visant l'injection de GSR déjà en service et des projets dont l'injection n'a pas encore débuté.

Pour les projets déjà en service, une décroissance annuelle est normalement anticipée en raison de la charge d'amortissement, laquelle entraîne une diminution de la valeur nette des actifs dans la base de tarification. La prémisse sous-jacente à l'utilisation d'un facteur d'indexation est de refléter une augmentation attribuable aux investissements additionnels requis pour compléter les projets non encore mis en service au cours de l'année de base. Elle permet également de tenir compte, aux années intermédiaires, de l'arrivée de nouveaux projets d'injection de GSR se situant sous le seuil de 4 M\$ qui, dans un souci d'allègement, ne seront plus établis à partir de prévisions détaillées.

Les projets de GSR étant inclus dans le service de distribution et la FVC se voulant une formule simple d'application, Énergir a retenu une approche uniforme, tant pour les

projets de GSR que pour ceux des autres marchés, lorsqu'ils se situent sous le seuil de 4 M\$.

- 6.3 Considérant l'information relative à la base de tarification disponible en référence (v) et l'article 51 présenté en référence (vi), veuillez commenter la possibilité que les projets d'investissements visant l'injection de GSR soient traités à la marge, comme Énergir le propose pour d'autres éléments de la base de tarification, telles les subventions du PGEÉ et les projets majeurs en référence (ii).

**Réponse :**

L'objectif de l'article 51 présenté en référence (vi) était d'établir une répartition des coûts des projets d'injection de GSR devant être assumés par les consommateurs ou par les producteurs de GSR à travers l'application d'un tarif de réception fixé en vertu de l'article 52.6 de la LRÉ (les consommateurs pouvant assumer les coûts relatifs au projet d'injection de GSR, à l'exception des coûts devant être récupérés des producteurs de GSR, c'est-à-dire ceux relatifs aux postes d'injection et aux installations et équipements utiles à l'injection de GSR). Dans la mesure où la juste part attribuable aux producteurs est récupérée par le biais du tarif de réception et pour les motifs plus amplement détaillés ci-dessous, Énergir juge préférable de ne pas traiter les projets d'investissements visant l'injection de GSR à la marge.

En effet, Énergir tient à rappeler que pour les projets non encore en service — et pour lesquels aucun revenu de réception n'est encore perçu — un processus de nivellement des effets sur le coût de service, en matière de rendement et d'impôts, est effectué en fin d'exercice. Ce mécanisme vise à s'assurer que la part des coûts attribuable aux producteurs leur soit adéquatement imputée, de manière à ne pas affecter le coût de service de la clientèle de distribution.

Avec l'entrée en vigueur de différentes mesures, comme la socialisation d'un maximum de 1 M\$ de conduite par projet<sup>1</sup> ainsi que la socialisation des investissements postérieurs à la mise en service visant à remplacer ou mettre à niveau les équipements en place<sup>2</sup>, la base de tarification inclut désormais à la fois la part des producteurs et celle devant être assumée par la clientèle de distribution. Par la récupération via le tarif  $D_R$ , Énergir s'assure ainsi que les coûts résiduels intégrés au coût de service correspondent uniquement à ceux devant être supportés par la clientèle de distribution.

---

<sup>1</sup> Décision D-2024-113, paragr. 418.

<sup>2</sup> Décision D-2022-123, paragr. 546.

Énergir maintient sa proposition de FVC pour les projets d'investissement liés à l'injection de GSR, soit :

- l'utilisation d'une indexation à l'IPC, comme prévu par la FVC :
  - pour l'ensemble des projets inférieurs au seuil, et
  - pour les projets majeurs inclus dans la base de tarification de la première année d'un cycle pluriannuel;
- un ajustement marginal limité au cas suivant :
  - L'intégration de nouveaux projets majeurs à la base de tarification au cours d'une année intermédiaire qui n'auraient pas été pris en compte dans l'année de base.

Énergir ne souhaite pas déroger de cette proposition pour les raisons suivantes :

- L'ensemble des pièces comptables de l'année de base — soit, en l'occurrence, l'année 2025-2026 — présentent, pour le service de distribution, des montants incluant des coûts relatifs aux projets de GSR, tant au niveau de la base de tarification que du coût de service, et ce, pour les projets inférieurs et supérieurs au seuil. Énergir devrait procéder à un ajustement additionnel de son point de départ afin d'éviter d'inclure, dans l'établissement des éléments assujettis à une indexation à l'IPC, les valeurs associées à ces projets. Cet ajustement viserait l'ensemble des composantes du volet investissement — soit la base de tarification, le rendement, les impôts, l'amortissement et la taxe sur les services publics (TSP) — ainsi que celles des volets distribution (OPEX) et variable (redevances); et
- Énergir devrait produire une prévision détaillée pour l'ensemble des projets GSR afin d'établir la valeur des coûts à ajouter à la marge ainsi que les revenus de réception anticipés.

Un tel traitement irait à l'encontre de l'allégement recherché, sans apporter de valeur ajoutée significative aux résultats puisque l'impact net correspondra toujours à la part socialisée auprès de la clientèle de distribution, laquelle s'élevait à 0,5 M\$ dans la Cause tarifaire 2025-2026, comme présenté à la pièce citée en référence (v).

Par souci d'allégement et afin d'éviter une incohérence entre, d'une part, la projection des coûts liés aux projets de GSR établie par une indexation à l'IPC et, d'autre part, les revenus du tarif  $D_R$  établis de manière détaillée, Énergir déposera une demande, dans le cadre de la Cause tarifaire 2026-2027, afin d'étendre l'application de l'indexation à l'IPC à l'établissement des revenus totaux de réception. Ces revenus seraient ainsi établis à partir de ceux approuvés à l'année de base — tant ceux liés au tarif  $D_R$  que ceux associés au nivellement des projets d'injection de GSR — auxquels seraient appliqués une indexation

à l'IPC et, au besoin, des ajustements à la marge lors de l'intégration à la base tarifaire de nouveaux projets majeurs de GSR ayant débuté leur injection.

Cette simplification de l'approche retenue dans le cadre d'une cause tarifaire pour une année intermédiaire n'entraîne toutefois aucun changement au processus d'établissement des tarifs réels annuels. Énergir continuera d'établir les tarifs annuels en vigueur pour les producteurs existants, conformément aux paramètres présentés au tableau 10 de la pièce Énergir-Q, Document 1 d'une cause tarifaire. Ces tarifs seront déposés pour approbation au moyen de la pièce Énergir-Q, Document 10 dans le cadre de chacune des causes tarifaires respectives. Advenant que de nouveaux producteurs débutaient leur injection, les tarifs à approuver seraient alors présentés à la Régie, conformément à la méthodologie actuellement en vigueur.

**PROVISION POUR IMPÔTS PRÉSUMÉS**

- 7. Références :**
- (i) Pièce [B-0318](#), p. 37;
  - (ii) Pièce [B-0318](#), p. 34;
  - (iii) Pièce [B-0133](#).

**Préambule :**

(i) Le rendement sur la base de tarification pour l'année 2025-2026 est ventilé entre « *CS de base assujettie aux indices* » et « *CS distinct ajusté à la marge* ».

(ii) La dépense d'impôts présumés serait entièrement allouée au coût de service de base pour la faire évoluer à l'IPC. Ainsi, pour le dossier tarifaire 2026-2027, les écarts de traitement entre le comptable et le fiscal, le bénéfice imposable ainsi que la dépense d'impôts exigibles ne seront pas établis selon la méthodologie détaillée. En conséquence, Énergir propose de niveler l'écart de traitement entre le comptable et le fiscal et d'imputer l'effet du nivellement dans le CFR – impôts et taxes.

(iii) Méthodologie détaillée pour établir le bénéfice imposable et les impôts présumés exigibles pour l'année 2025-2026. La provision pour impôts et le revenu net d'exploitation (bénéfice comptable) s'élevaient à 37 699 000 \$ et 177 547 000 \$. Pour l'année 2025-2026, la provision pour impôts présumés représentent 21,2 % du revenu net d'exploitation.

**Demande :**

7.1 Considérant que le rendement sur la base de tarification n'est pas entièrement alloué au coût de service de base (référence (i)), veuillez commenter la possibilité que la provision pour impôts présumés de l'année 2026-2027 soit déterminée en appliquant, sur le revenu net d'exploitation 2026-2027, le même pourcentage que celui établi en 2025-2026, soit 21,2 % (référence iii).

**Réponse :**

L'impôt n'étant pas corrélé à l'ensemble des éléments du coût de service, il ne serait pas plus représentatif d'appliquer la méthode proposée par la Régie que la méthode proposée par Énergir. Par souci de simplicité, Énergir demande donc de maintenir la méthode proposée dans sa preuve.

**DEMANDE D'AUTORISATION DES PROJETS D'INVESTISSEMENTS  
INFÉRIEURS AU SEUIL RÉGLEMENTAIRE**

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0317](#), p. 17, réponse à la question 6.1;
  - (ii) Pièce [B-0317](#), p. 18, question 6.2 et réponse;
  - (iii) [Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie](#) (le Règlement), RLRQ c. R-6.01 r.2.

**Préambule :**

(i) En réponse à la question 6.1, Énergir indique que la FVC proposée entraîne un allègement dans la production des certaines pièces relatives à la base de tarification déposées lors des années intermédiaires, comme présenté au tableau suivant :

Cote Énergir (R-4287-2024)	Description	Pièce déposée		
		An 1	An 2	An 3
(iii) Énergir-L, Doc. 1	Base de tarification	Oui	Mode allégé	Mode allégé
(iv) Énergir-L, Doc. 3	Investissements sous le seuil	Oui	Non	Non
(v) Énergir-I, Doc. 2	Rentabilité plan développement	Oui	Oui	Oui

« Au début de chaque période d'un dossier pluriannuel couvrant trois années tarifaires, soit à l'année 1, Énergir déposera un dossier exhaustif présentant l'ensemble des pièces actuellement déposées en soutien à son coût de service complet.

Comme présenté dans le tableau ci-dessus, dans le cadre des dossiers tarifaires déposés lors des années intermédiaires (années 2 et 3) :

- La pièce de la référence (iii) sera toujours déposée, mais selon une nouvelle présentation allégée : certaines informations (immobilisations, fonds de roulement, développement TI, programmes commerciaux) seront simplifiées puisqu'elles seront établies de manière globale par l'application d'un indice d'inflation, alors que les éléments non assujettis à la FVC continueront d'être présentés distinctement;
- La pièce de la référence (iv) ne sera pas requise puisque l'ensemble des immobilisations de la base de tarification sera établi de manière globale par l'application d'un indice d'inflation, et non par nature de projets;
- Aucune modification ne sera apportée à la pièce de la référence (v) ».

(ii) Question 6.2 et réponse :

« 6.2 En lien avec la référence (i), veuillez confirmer qu'Énergir demandera toujours l'approbation des investissements sous le seuil. Veuillez préciser l'impact de votre proposition à l'effet que le détail des investissements ne sera pas présenté pour 2026 2027 sur la demande d'autorisation desdits investissements.

**Réponse :**

Aux fins de l'établissement des tarifs, conformément à l'article 49 de la Loi, la Régie doit notamment établir la base de tarification d'Énergir. Dans le cadre des dossiers tarifaires déposés lors des années intermédiaires, Énergir continuera de demander à la Régie d'approuver l'établissement de la base de tarification tel que déterminé à la pièce habituelle Énergir-L, Document 1. De la même façon, en vertu de l'article 73 de la Loi, Énergir continuera de demander à la Régie d'autoriser globalement les investissements qui seront portés à la base de tarification de manière à atteindre le résultat établi par l'application de la FVC. Cependant, aucun détail ne sera fourni, lors des années intermédiaires, à l'égard des investissements sous le seuil de 4 M\$, puisque ces derniers seront issus de l'application globale de la FVC ».

(iii) « 1. Une autorisation de la Régie est requise pour :

1<sup>o</sup> acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution ainsi que pour étendre, modifier ou changer l'utilisation du réseau de transport ou de distribution dans le cadre d'un projet de:

[...]

c) distribution de gaz naturel d'un coût de 4 000 000 \$ et plus lorsque les volumes distribués annuellement par un distributeur sont de 1 milliard de mètres cubes et plus;

Une autorisation est également requise pour les projets dont le coût est inférieur aux seuils énoncés au paragraphe 1 du premier alinéa et qui n'ont pas encore été reconnus prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité ou d'un réseau de distribution de gaz naturel en vertu du paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi sur la Régie de l'énergie ([chapitre R-6.01](#)).

Le deuxième alinéa ne s'applique pas aux projets de rétablissement du service, ni aux travaux de raccordement demandés au distributeur ou au transporteur après la date de dépôt d'une demande d'autorisation.

[...]

5. Une demande d'autorisation de la Régie visée au deuxième alinéa de l'article 1 est faite par catégorie d'investissements et doit comporter les informations suivantes :

- 1° *la description synthétique des investissements et de leurs objectifs;*
- 2° *les coûts associés à chaque catégorie d'investissements;*
- 3° *la justification des investissements en relation avec les objectifs visés;*
- 4° *l'impact sur les tarifs;*
- 5° *l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution de gaz naturel ».*

**Demandes :**

- 8.1 Veuillez justifier et expliquer la position d'Énergir énoncée en lien avec les références (i) et (ii) à l'effet qu'aucun détail ne sera fourni, lors des années intermédiaires, à l'égard des investissements sous le seuil de 4 M\$, considérant l'article 5 du Règlement présenté en référence (iii).

**Réponse :**

Les investissements inférieurs au seuil de 4 M\$ présentent un caractère récurrent et s'inscrivent ainsi dans les activités annuelles courantes d'Énergir. Les investissements qui seraient susceptibles d'être présentés lors des années intermédiaires sont essentiellement les mêmes que ceux présentés à l'année de base et s'inscrivent dans la continuité de leur évolution. Énergir est d'avis qu'une autorisation annuelle n'est pas requise dans ce contexte. Ni la LRÉ ni le règlement cité en référence (iii) ne prévoit d'ailleurs une telle exigence. Considérant la nature des investissements présentés, elle juge qu'il serait adéquat que les projets d'investissements sous le seuil fassent l'objet d'une autorisation aux trois (3) ans, c'est-à-dire lors de l'année de base. Énergir est d'avis que cette fréquence d'autorisation capterait ultimement tous les investissements devant faire l'objet d'une autorisation et qu'un tel traitement serait cohérent avec l'esprit de l'article 48.1 LRÉ.

Dans ce contexte, Énergir apportera des modifications à la pièce Énergir-L, Document 3 déposée à l'année de base afin que celle-ci reflète mieux le nouveau cadre réglementaire applicable. Cette proposition de modifications serait faite lors du prochain dossier tarifaire où un coût de service complet sera présenté, c'est-à-dire lors de la Cause tarifaire 2027-2028.

Pour le cycle en cours, puisque le dépôt de la pièce effectuée à la Cause tarifaire 2025-2026 n'intégrait pas cette nouvelle approche, Énergir demandera l'autorisation des investissements inférieurs au seuil de 4 M\$ relatifs à la Cause tarifaire 2026-2027 en y appliquant le taux d'indexation selon l'IPC.

- 8.2 Selon votre réponse à la question précédente, veuillez indiquer et expliquer s'il y aurait lieu que la pièce Énergir-L, Document 3 qu'entend déposer Énergir seulement à l'année 1 d'un cycle tarifaire soit déposé pour une période de 3 ans plutôt que seulement pour une année.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 8.1.

**TABLEAU DE FONCTIONNALISATION PAR TARIF SÉPARÉ EN COÛTS FIXES ET VARIABLES**  
(annexe 5 de la pièce Énergir-Q, Document 11) - Budget 2012-2013

	TOTAL		
<b>NOMBRE DE CLIENTS</b>	<b>193 050</b>		
%	100%		
<b>VOLUMES DE DISTRIBUTION (000 m<sup>3</sup>)</b>	<b>5 430 572</b>		
%	100%		
<b>REVENUS DE DISTRIBUTION (\$)</b>	<b>545 389 000</b>		
%	100%		
<b>CAU - ALIMENTATION (m<sup>3</sup>)</b>	<b>261 467 935</b>		
%	100%		
<b>CAU - DISTRIBUTION (m<sup>3</sup>)</b>	<b>321 101 640</b>		
%	100%		
	BUDGET 2012-2013	Total Fixe	Variable
<b>COÛTS DE DISTRIBUTION</b>	(\$)		
TOTAL DÉPENSES D'EXPLOITATION	182 680 000	162 983 664	19 696 336
TOTAL FRAIS DE DISTRIBUTION	3 951 000	(1 438 000)	5 389 000
TOTAL PLAN GLOBAL D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	16 726 000	8 363 000	8 363 000
TOTAL FONDS VERT	39 631 000	0	39 631 000
TOTAL DÉPENSES D'AMORTISSEMENT	94 035 000	94 035 000	0
TOTAL DÉPENSES D'AMORT. DES FRAIS REPORTÉS	28 464 000	26 527 404	1 936 596
TOTAL TAXES ET REDEVANCE	26 070 000	17 951 000	8 119 000
TOTAL IMPÔT SUR LE REVENU RELIÉ AU RENDEMENT	24 326 000	24 326 000	0
TOTAL IMPÔT SUR LE REVENU NON RELIÉ AU RENDEMENT	3 477 000	3 477 000	0
TOTAL RABAIS À LA CONSOMMATION ET AUTRES	1 031 000	31 000	1 000 000
<b>SOUS-TOTAL COÛTS DE DISTRIBUTION</b>	<b>420 391 000</b>	<b>336 256 068</b>	<b>84 134 932</b>
<b>RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION</b>	<b>125 199 000</b>	<b>125 395 776</b>	<b>(196 776)</b>
<b>TOTAL COÛTS DE DISTRIBUTION</b>	<b>545 590 000</b>	<b>461 651 844</b>	<b>83 938 156</b>
<b>COÛT GNL</b>	<b>(201 000)</b>	<b>(201 000)</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL COÛT DE DISTRIBUTION SANS GNL</b>	<b>545 389 000</b>	<b>461 450 844</b>	<b>83 938 156</b>
RATIO		85%	15%

**TABLEAU DE FONCTIONNALISATION DES COÛTS FIXES ET VARIABLES PAR TARIF**  
**(annexe 5 de la pièce Énergir-Q, Document 11) - Budget 2019-2020**

		<b>TOTAL</b>		
1	<b>NOMBRE DE CLIENTS</b>	209 775		
2	%	100%		
3	<b>VOLUME ANNUEL DE DISTRIBUTION (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>	5 982 860		
4	%	100%		
5	<b>TOTAL REVENUS DE DISTRIBUTION (\$)</b>	548 560 379		
6	%	100%		
7	<b>CAPACITÉ (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour x 365 jours/an)</b>	15 238 065		
8	%	100%		
<b>COÛTS DE DISTRIBUTION (\$)</b>			<b>Fixe</b>	<b>Variable</b>
9	TOTAL DÉPENSES D'EXPLOITATION	216 994 796	186 005 105	30 989 690
10	AUTRE COMPOSANTE DU COÛT DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS	(5 488 300)	(5 488 300)	-
11	TOTAL FRAIS DE DISTRIBUTION	9 681 647	3 242 718	6 438 929
12	PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	3 938 940	1 969 470	1 969 470
13	TOTAL DÉPENSES D'AMORTISSEMENT	133 910 514	133 910 514	-
14	TOTAL DÉPENSES D'AMORTISSEMENT DES FRAIS REPORTÉS	(14 859 624)	(84 418)	(14 775 205)
15	TOTAL TAXES ET REDEVANCE	44 518 623	21 928 238	22 590 385
16	TOTAL IMPÔT SUR LE REVENU RELIÉ AU RENDEMENT	28 758 569	28 758 569	-
17	TOTAL IMPÔT SUR LE REVENU NON RELIÉ AU RENDEMENT	(5 681 565)	(5 681 565)	-
18	TOTAL RABAIS À LA CONSOMMATION ET AUTRES	1 000 000	1 000 000	-
19	TOTAL COÛTS DU TARIF DE RÉCEPTION	624 303	624 303	-
20	SOUS-TOTAL COÛTS DE DISTRIBUTION	413 397 903	366 184 633	47 213 270
21	RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	135 162 477	135 162 477	-
22	<b>TOTAL COÛTS DE DISTRIBUTION</b>	<b>548 560 379</b>	<b>501 347 110</b>	<b>47 213 270</b>
23	RATIO FIXE VARIABLE		<b>91,4%</b>	<b>8,6%</b>

**TABLEAU DE FONCTIONNALISATION PAR TARIF SÉPARÉ EN COÛTS FIXES ET VARIABLES**  
**(annexe 5 de la pièce Énergir-Q, Document 11) - Budget 2021-2022**

		TOTAL		
1	<b>NOMBRE DE CLIENTS</b>	212 482		
2	%	100%		
3	<b>VOLUME ANNUEL DE DISTRIBUTION (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>	6 074 789		
4	%	100%		
5	<b>TOTAL REVENUS DE DISTRIBUTION (\$)</b>	650 393 546		
6	%	100%		
7	<b>CAPACITÉ (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour x 365 jours/an)</b>	16 358 524		
8	%	100%		
	<b>COÛTS DE DISTRIBUTION (\$)</b>		<b>Fixe</b>	<b>Variable</b>
9	TOTAL DÉPENSES D'EXPLOITATION	244 470 334	211 108 915	33 361 419
10	AUTRE COMPOSANTE DU COÛT DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS	2 948 600	2 948 600	-
11	TOTAL FRAIS DE DISTRIBUTION	10 340 422	3 166 803	7 173 619
12	PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	4 263 603	2 131 802	2 131 802
13	TOTAL DÉPENSES D'AMORTISSEMENT	133 170 584	133 170 584	-
14	TOTAL DÉPENSES D'AMORTISSEMENT DES FRAIS REPORTÉS	41 214 805	37 687 248	3 527 557
15	TOTAL TAXES ET REDEVANCE	46 705 094	22 601 965	24 103 129
16	TOTAL IMPÔT SUR LE REVENU RELIÉ AU RENDEMENT	30 243 549	30 243 549	-
17	TOTAL IMPÔT SUR LE REVENU NON RELIÉ AU RENDEMENT	1 103 717	1 103 717	-
18	TOTAL RABAIS À LA CONSOMMATION ET AUTRES	1 000 000	1 000 000	-
19	TOTAL COÛTS DU TARIF DE RÉCEPTION	2 078 589	2 037 644	40 945
20	SOUS-TOTAL COÛTS DE DISTRIBUTION	517 539 299	447 200 828	70 338 471
21	RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	132 854 246	132 854 246	-
22	<b>TOTAL COÛTS DE DISTRIBUTION</b>	<b>650 393 546</b>	<b>580 055 074</b>	<b>70 338 471</b>
23	RATIO FIXE VARIABLE		<b>89,2%</b>	<b>10,8%</b>

**TABLEAU DE FONCTIONNALISATION PAR TARIF SÉPARÉ EN COÛTS FIXES ET VARIABLES**  
**(annexe 5 de la pièce Énergir-Q, Document 11) - Budget 2023-2024**

		TOTAL		
1	<b>NOMBRE DE CLIENTS</b>	211 874		
2	%	100%		
3	<b>VOLUME ANNUEL DE DISTRIBUTION (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>	6 090 412		
4	%	100%		
5	<b>TOTAL REVENUS DE DISTRIBUTION (\$)</b>	697 839 004		
6	%	100%		
7	<b>CAPACITÉ (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour x 365 jours/an)</b>	17 692 775		
8	%	100%		
	<b>COÛTS DE DISTRIBUTION (\$)</b>		<b>Fixe</b>	<b>Variable</b>
9	TOTAL DÉPENSES D'EXPLOITATION	247 311 631	216 542 169	30 769 462
10	AUTRE COMPOSANTE DU COÛT DES AVANTAGES SOCIAUX FUT	(8 670 100)	(8 670 100)	-
11	TOTAL FRAIS DE DISTRIBUTION	9 089 282	(2 740 691)	11 829 973
12	PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	5 400 000	2 700 000	2 700 000
13	TOTAL DÉPENSES D'AMORTISSEMENT	141 007 776	141 007 776	-
14	TOTAL DÉPENSES D'AMORTISSEMENT DES FRAIS REPORTÉS	78 050 423	58 645 257	19 405 166
15	TOTAL TAXES ET REDEVANCE	51 200 202	24 578 658	26 621 544
16	TOTAL IMPÔT SUR LE REVENU RELIÉ AU RENDEMENT	34 211 848	34 211 848	-
17	TOTAL IMPÔT SUR LE REVENU NON RELIÉ AU RENDEMENT	(6 977 130)	(6 977 130)	-
18	TOTAL RABAIS À LA CONSOMMATION ET AUTRES	0	-	-
19	TOTAL COÛTS DU TARIF DE RÉCEPTION	2 979 665	2 925 256	54 409
	TOTAL CONTRIBUTION GES	(5 928 519)	-	(5 928 519)
20	SOUS-TOTAL COÛTS DE DISTRIBUTION	547 675 079	462 223 044	85 452 035
21	RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	150 163 925	150 163 925	-
22	<b>TOTAL COÛTS DE DISTRIBUTION</b>	697 839 004	612 386 969	85 452 035
23	RATIO FIXE VARIABLE		<b>87,8%</b>	<b>12,2%</b>