

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 6 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**

---

**ANALYSE DE RENTABILITÉ**

1. **Référence :** Pièce [B-0186](#), p. 35, réponse à la question 9.8.

**Préambule :**

*« Dans le cas d'un projet de développement, un engagement est pris avec le promoteur avant de signer l'entente de raccordement et de calculer la contribution requise, s'il y a lieu. Le promoteur s'engage à la fois à installer les équipements requis pour un système de chauffage central biénergie (s'il y a lieu), mais aussi à obtenir des acheteurs des différentes unités une confirmation mentionnant leur engagement formel de consommation GSR. L'acheteur final signe ensuite une entente avec Énergir pour sa consommation de gaz de source renouvelable ».*

**Demandes :**

1.1 Veuillez expliquer le suivi effectué par Énergir pour s'assurer que les acheteurs des différentes unités ayant confirmé leur engagement formel de consommation GSR auprès du promoteur ont effectivement signé une entente avec Énergir pour leur consommation de GSR.

**Réponse :**

Pour les dossiers de promoteurs/constructeurs avec transfert de la responsabilité de la consommation de 100 % GSR, le mécanisme de suivi est similaire à celui mis en place pour assurer que les promoteurs respectent bien le nombre d'unités branchées au gaz naturel traditionnel (GNT). Dans ce mécanisme, la contribution demandée est calculée pour couvrir les coûts de branchement et/ou d'extension du réseau en prenant en compte les consommations prévues, dépendantes du nombre d'unités au gaz. Si ce nombre s'avère être inférieur aux prévisions, des pénalités sont appliquées au promoteur à la fin de l'entente.

Énergir tient à rappeler que trois décisions ont eu une influence sur le mécanisme de suivi des engagements GSR :

- Décision D-2023-018 (10 février 2023) : La Régie a autorisé Énergir à ajuster le critère de rentabilisation de 20 à 40 ans pour les clients en GSR, ce qui a entraîné la mise en place d'un processus de validation;
- Décision D-2024-007 (29 janvier 2024) : La Régie a permis à Énergir de facturer 100 % GSR à tous les clients non exemptés, rendant le mécanisme de suivi initial non nécessaire;
- Décision D-2025-025 (24 février 2025) : La Régie est revenue sur cette autorisation, de façon rétroactive au 1<sup>er</sup> avril 2024, interdisant la facturation obligatoire à 100 % GSR. Le mécanisme de suivi redevient donc pertinent et doit être réactivé.

Entre la mise en œuvre du mécanisme de validation et la décision D-2024-007, aucune entente impliquant un entrepreneur développant un projet sans en être l'occupant n'a été conclue.

Depuis la décision D-2025-025, Énergir a remis en place son mécanisme de vérification tel que décrit précédemment et assurera le suivi des ententes relatives à un entrepreneur développant un projet sans en être l'occupant.

- 1.2 Veuillez commenter la possibilité qu'un engagement formel d'un acheteur auprès d'un promoteur ne se concrétise pas dans une entente signée avec Énergir. Dans ce cas, veuillez notamment indiquer si la contribution requise du promoteur est révisée en conséquence.

**Réponse :**

Dans toutes les situations pour lesquelles Énergir identifie un écart entre les volumes/unités prévus (GNT), des pénalités sont appliquées. L'approche sera la même pour les ententes GSR.

## SUIVI DES NOUVELLES VENTES

2. Référence : Pièce [B-0166](#), annexe 4, p. 1.

## Préambule :

Énergir présente les volumes issus de la maturation des nouvelles ventes.

Tarif	Volume maturé de nouvelles ventes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
1 2025-2026	
2 D1	41,9
3 D3	(0,8)
4 D4	1,2
5 D5	-
6 Total	42,3

## Demande :

2.1 Veuillez confirmer que les volumes issus de la maturation des nouvelles ventes au tarif D<sub>3</sub> sont négatifs en 2025-2026. Dans l'affirmative, veuillez en préciser les raisons.

## Réponse :

La compilation des volumes issus de la maturation des nouvelles ventes intégrait une variable non requise. Une version révisée du tableau 19 et de l'annexe 4 de la pièce Énergir-H, Document 2 est donc déposée. Cette révision n'affecte pas la prévision réalisée dans le cadre de la présente cause tarifaire.

À la suite de la révision, les volumes issus de la maturation des nouvelles ventes au tarif D<sub>3</sub> sont positifs.

## DIVERSIFICATION DES INDICES DE FOURNITURES

3. Références : (i) Pièce [B-0059](#), p. 5, tableau 1; (ii) Pièce [B-0059](#), p. 10, graphique 4.

### Préambule :

- (i) Énergir présente, au tableau 1, les prix moyen annuel des indices NYMEX et NGX.
- (ii) Énergir présente, au graphique 4, l'évolution mensuelle de l'écart réel entre les prix sur la base de l'indice NGX Dawn et NYMEX.

### Demandes :

- 3.1 Veuillez confirmer que les données présentées au tableau en référence (i) sont celles reproduites au graphique en référence (ii). Dans la négative, veuillez en préciser les différences.

#### Réponse :

L'information présentée dans les deux références n'est pas la même. Dans le graphique 4 à la page 10, la différence entre les deux indices est présentée mensuellement, tandis que dans le tableau 1 à la page 5, l'écart représente la différence entre les deux indices par saison, été et hiver.

- 3.2 Veuillez confirmer que ces données sont disponibles mensuellement. Dans l'affirmative, veuillez commenter la possibilité de déposer, dans les prochains dossiers de rapports annuels, les données du tableau en référence (i) et du graphique de la référence (ii) sur une base mensuelle.

#### Réponse :

Énergir le confirme. Il serait possible de déposer les deux éléments dans le cadre du rapport annuel.

**SUIVI DE DÉCISION**

4. **Références :**
- (i) Pièce [B-0084](#), p. 13 et 14;
  - (ii) Dossier R-4242-2023, pièce [B-0078](#).

**Préambule :**

(i) « Dans ce contexte en mouvance constante, il appert important de continuer de présenter les écarts de gestion réels par rapport au profil initial et de continuer à répertorier les différences de coûts dans un contexte annuel spécifique. Énergir recommande donc de maintenir la pièce Entreposage à Dawn au rapport annuel et de continuer à quantifier les écarts entre le profil au plan d’approvisionnement et les retraits et les injections réels.

À cet effet, dans un souci de simplification, Énergir propose de ne présenter que les tableaux 1 à 6 des résultats de la pièce Entreposage à Dawn, jumelés à une section expliquant les éléments hors du commun qui pourraient avoir influencé les variations annuelles. » [nous soulignons]

(ii) Au rapport annuel 2022-2023, Énergir dépose la pièce relative à la stratégie de gestion de l’entreposage à Dawn. Cette pièce inclut notamment les tableaux 1 à 6, ainsi qu’une explication détaillée des éléments ayant influencé la variation de la gestion de l’inventaire.

**Demande :**

- 4.1 Veuillez préciser la signification du terme « simplification » en référence (i), étant donné qu’Énergir présente déjà, aux références (ii) et (iii), les tableaux 1 à 6 détaillant les profils de base et réels de l’entreposage à Dawn.

**Réponse :**

Pour Énergir, la simplification réside dans le jumelage des explications reliées à l’ensemble des tableaux en un seul bloc qui touche seulement les éléments hors du commun ayant influencé les variations observées dans les différents tableaux.

## PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT À LA DÉCARBONATION (PED)

5. Références :
- (i) Pièce [B-0181](#), p. 105 à 121;
  - (ii) Pièce [B-0194](#), p. 4, lignes 5 à 7;
  - (iii) Tableaux compilés par la Régie;
  - (iv) Pièce [B-0181](#), p. 24 et 25, réponse 9.3.1;
  - (v) Pièce [B-0194](#), p. 5, lignes 24 à 28;
  - (vi) Pièce [C-GRAME-0014](#), p. 24 et 25.

## Préambule :

- (i) Présentation des subventions versées dans le cadre du PED. La majorité des clients ont reçu une subvention de 500 \$.
- (ii) Énergir propose de retirer le plafond de 15 000 \$ tout en respectant les formules approuvées par la Régie, soit en respectant le montant de 200 \$ par tonne de GES évités
- (iii) Tableaux compilés par la Régie à partir des références (i) et (ii)

Tableau 1

	Quantité de GES évités (Tonnes de GES)	Subvention versée (\$)	Méthode indiquée à la référence (ii)
Client 41	0,98	500	0,98 tonne x 200 \$ = 196 \$
Client 90	10,20	500	10 tonnes x 200 \$ = 2040 \$
Client 309	7,85	64	7 tonnes x 200 \$ = 1570 \$

Tableau 2

	Quantité de GES évités (Tonnes de GES)	Subvention versée (\$)
Client 93	1 076,51	15 000
Client 94	165,75	15 000
Client 95	1342,13	15 000

(iv) « 9.3.1. Veuillez comparer ce montant de l'aide financière actuelle fournie par le PED et les frais de socialisation GNR pour l'année 2025-2026.

Réponse :

Les frais de socialisation prévus pour 2025-2026 sont de 0,96 ¢/m<sup>3</sup> et le montant moyen de l'aide fournie par le PED est de 3,85 ¢/m<sup>3</sup> : il n'est toutefois pas approprié de les comparer. En effet, comme détaillé dans le complément de preuve (pièce Énergir-G, Document 5), il faut davantage comparer les paiements totaux en primes d'encouragement à la décarbonation (PED) de 1 111 367 \$ versus le surcoût du GSR de 16 995 229 \$ assumé par les clients ayant un engagement volontaire de 5 ans. Il en résulte un coût évité significatif de 15 883 862 \$ pour les clients assujettis aux frais de socialisation. »

(v) « Le montant de l'aide financière sera calculé sur le pourcentage excédentaire d'engagement de consommation de GSR par rapport au minimum requis par la réglementation en vigueur au moment de l'engagement ou, advenant l'absence d'un minimum requis par la réglementation, sur un pourcentage excédant 5 % ».

(vi) « L'article 2.2.2 précise que l'aide financière sera calculée sur le pourcentage excédentaire d'engagement de consommation de GSR par rapport au minimum requis par la réglementation en vigueur au moment de l'engagement, faisant en sorte que pour un engagement pris en 2025-2026 pour une consommation de 6 % de GSR pour 10 ans, ce client sera financé pour une consommation de GSR en-dessous de la cible réglementaire à partir de l'année 2028-2029 ». [note de bas de page omise]

#### **Demandes :**

5.1 En référence (i), veuillez expliquer pourquoi la majorité des clients participant au PED ont reçu une subvention de l'ordre de 500 \$ et ce malgré le nombre de tonnes de GES évités variant d'un client à l'autre.

#### **Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la pièce B-0387, Énergir-U, Document 2 du dossier R-4213-2022<sup>1</sup> concernant les explications sur les aides financières standardisées, ainsi qu'à la réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements n° 9 de la FCEI à la pièce B-0381, Énergir-V, Document 9 du même dossier<sup>2</sup>. Dans sa réponse à la question de la FCEI, Énergir évaluait que l'unifamiliale (unité d'habitation individuelle incluant la maison en

---

<sup>1</sup> [Dossier R-4213-2022, pièce B-0387, Énergir-U, Document 2.](#)

<sup>2</sup> [Dossier R-4213-2022, pièce B-0381, Énergir-V, Document 9.](#)

rangée, l'unité de condo et l'unité locative) recevrait un montant de 500 \$ pour le passage à la biénergie.

- 5.2 À partir du tableau 1 de la référence (iii), veuillez expliquer pourquoi les subventions versées ne semblent pas respecter le montant de 200 \$ par tonne, comme indiqué à la référence (ii). Veuillez également préciser comment ces subventions ont été déterminées.

**Réponse :**

Comme mentionné à la référence de la note de bas de page 1 à la réponse à la question 5.1, l'approche de masse permet de standardiser l'octroi d'aide financière pour le segment unifamilial. Le montant ciblé est de 200 \$/tonne en moyenne et le PED standardisé de 500 \$ est paramétré en conséquence. Il est donc normal, pour certains clients, que le montant octroyé du PED soit plus élevé ou inférieur à 200 \$/tonne.

Pour les clients du segment multilocatif 4 logements et plus ainsi que les segments affaires de moins de 125 000 m<sup>3</sup>, la règle de calcul suivante s'applique :

$$\text{Aide financière maximale} = 200 \$ \times \text{nombre de GES évités admissibles (12 mois)}$$

Le tableau ci-dessous présente le détail des cas clients identifiés au tableau 1 du préambule avec des explications pour chacun des clients identifiés:

Tableau Q-5.2

	Segment	Quantité de GES évités (tonnes de GES)	Subvention versée (\$)	Type d'approche	Explication	Impact
Client 41	UDT	0,98	500	Masse - aide financière standardisée biénergie	Cas d'exception où le volume de l'installation était erroné et aurait dû être corrigé manuellement pour refléter la valeur réelle	La correction du volume n'entraîne pas d'impact sur l'aide financière, puisque standardisée. Nb de GES évités manquant non significatif
Client 90	UDT	10,20	500	Masse - aide financière standardisée biénergie	Consommation élevée puisque grande maison dans ancien quartier à Outremont	Aucun
Client 309	Multi 4-19 unités	7,85	64	Masse - GES * 200 \$/tonne	Cas d'exception où le volume de l'installation était erroné, mais corrigé manuellement après le calcul du PED	Le PED octroyé est inférieur à ce que le client aurait dû obtenir. Le Nb de GES évités a été corrigé

5.3 Veuillez indiquer quels montants de subvention les clients 93, 94 et 95 au tableau 2 de la référence (iii) auraient reçus sans le plafond de 15 000 \$. Veuillez fournir le calcul pour obtenir ces montants.

**Réponse :**

Malgré le fait que la règle concernant le plafond de 15 000 \$ soit retirée, le calcul pour ces cas demeure un maximum de 200 \$/tonne. Pour les volumes de plus de 125 000 m<sup>3</sup>, l'approche au cas par cas prévoit une analyse de la demande et un montant moindre de 200 \$/tonne pourrait être remis.

Tableau Q-5.3

	Quantité de GES évités (tonne de GES)	Subvention à la suite du retrait du plafond 15 000 \$ (\$)
Client 93	1 076,51	Approche au cas par cas
Client 94	165,75	165,75 x 200 \$/tonne = 33 150 \$
Client 95	1 342,13	Approche au cas par cas

- 5.4 Veuillez présenter le montant des primes d'encouragement à la décarbonation à la référence (iv) dans le cas où le plafond de 15 000 \$ par client ne serait pas en vigueur.

**Réponse :**

À ce jour, comme peu de clients ont atteint la limite de 15 000 \$, l'impact est marginal.

- 5.5 Veuillez compléter la réponse de la question 9.3.1 en référence (iv) en comparant cette fois-ci le montant de l'aide financière actuellement fournie par le PED et les montants de compensation fournie par Hydro-Québec dans le cadre de la biénergie.

**Réponse :**

À ce jour, le montant de l'aide financière PED-Biénergie octroyé pour chaque mètre cube évité est de 3,28 ¢/m<sup>3</sup> et celui de la contribution GES (CGES) fournie par Hydro-Québec est de 39 ¢/m<sup>3</sup>. Il est à noter que cette dernière valeur a été obtenue en divisant le montant total de la CGES de 816 k\$ par les volumes convertis de 2 075 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> du tableau 4 de la pièce B-0094, Énergir-14, Document 5 du Rapport annuel 2024 (R-4288-2024).

Tableau Q-5.5

Formule	Variable	Total
a	Somme de Subvention PED engagé (\$)	4 099 632 \$
b	Somme de volumes convertis à la biénergie relatifs au PED engagé ( $m^3$ )	12 517 803
c = a / (b * 10 ans)	\$ PED/ $m^3$ évités (contrat 10 ans)	0,0328 \$

5.6 Veuillez confirmer que le minimum requis, mentionné à la référence (v), évoluera en fonction des seuils prévus au [Règlement concernant le gaz de source renouvelable](#)<sup>3</sup> tout au long de la période d'engagement de 5 ans du client.

**Réponse :**

Non. Tout d'abord, Énergir tient à préciser que le « minimum requis par la réglementation en vigueur au moment de l'engagement » ne fait pas référence aux obligations du distributeur actuellement prévues dans le *Règlement concernant le gaz de source de source renouvelable*, mais plutôt aux cibles qui pourraient être définies, via réglementation<sup>4</sup>, pour certains segments de clientèle obligeant un client à acheter du GSR, comme Énergir l'indiquait notamment en réponse à la question 10.2 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie (pièce B-0181, Énergir-T, Document 2). Pour éliminer toute ambiguïté à cet effet, Énergir dépose une version révisée de la pièce Énergir-I, Document 1. Cette version révisée vient également clarifier la portée de l'engagement de 5 % d'achat de GSR par le client, sans égard à la réglementation en vigueur.

Cela dit, Énergir confirme que sa proposition est de ne pas faire évoluer le minimum requis tout au long de la période d'engagement de 5 ans du client, l'aide financière du client étant

<sup>3</sup> Chapitre R-6.01, r. 4.3. Conformément à l'article 124 de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*, le titre du *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur* (chapitre R-6.01, r. 4.3) est modifié en remplaçant « la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur » par « le gaz de source renouvelable ».

<sup>4</sup> Voir entre autres l'annonce du gouvernement faite le 18 novembre 2024 au sujet de l'encadrement du gaz naturel dans le secteur des bâtiments : [Encadrement du gaz naturel dans le secteur des bâtiments - Un plan pour atteindre 100 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2040, Gouvernement du Québec](#).

calculée au moment de signer son engagement selon les paramètres en vigueur. Cette approche apparaît particulièrement appropriée dans le contexte d'une réglementation susceptible d'évoluer dans les prochaines années et donc difficile à prédire au moment de conclure un engagement de consommation de GSR avec un client.

Énergir croit que le devancement de la consommation de GSR – même si cela implique de subventionner une proportion qui pourrait devenir obligatoire dans les dernières années du contrat – demeure une stratégie plus avantageuse pour inciter la clientèle à se décarboner et accélérer la transition énergétique.

Sans connaître les cibles qui pourraient être définies, via réglementation, pour certains segments de clientèle, obligeant un client à acheter du GSR, Énergir fait l'hypothèse que celles-ci seraient graduelles. Dans cette mesure, l'impact financier lié à une aide versée « en trop » dans le cadre d'une approche de masse visant les segments de clientèle plus petits devrait être relativement minime. Il a donc été jugé prématuré d'ajouter cette précision dans les applications, ce qui permet d'éviter une complexité additionnelle pour les clients.

Il est à souligner que pour les demandes de clients de plus de 125 000 m<sup>3</sup>, le montant de PED octroyé sera déterminé selon une analyse au cas par cas permettant de tenir compte du seuil minimal pour chacune des années, le cas échéant, durant la période d'engagement de 5 ans du client, s'il y a lieu.

5.6.1. Dans l'affirmative, veuillez proposer une formulation alternative à celle de la référence (v) afin que soit précisés les propos énoncés en référence (vi).

**Réponse :**

s. o.

5.6.2. Dans la négative, veuillez justifier.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 5.6.

**PROPOSITIONS DE MODIFICATIONS AUX PIÈCES DU DOSSIER TARIFAIRE ET  
DU RAPPORT ANNUEL**

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0192](#), p. 5;
  - (ii) Pièce [B-0202](#), p. 8;
  - (iii) Pièce [B-0166](#), p. 48;
  - (iv) Dossier R-4288-2024, pièce [B-0137](#).

**Préambule :**

(i) « Énergir demande à la Régie d'approuver le déplacement du tableau 2 figurant à l'annexe 1 de la pièce de la cause tarifaire intitulée « Plan d'approvisionnement gazier | Prévision des livraisons - Horizon 2026-2029 » à la pièce du rapport annuel [...] intitulée « Comparaison des prévisions [...] de la journée de pointe avec les données réelles ». [nous soulignons]

(ii) « **APPROUVER** le déplacement du tableau 2 [...] figurant à l'Annexe 1 de la pièce de la cause tarifaire intitulée « Plan d'approvisionnement gazier | Prévision des livraisons - Horizon 20262029 » à la pièce du rapport annuel intitulée [...] « Comparaison des prévisions [...] de la journée de pointe et les ventes annuelles. » [nous soulignons]

(iii) Énergir présente une comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles, partiellement reproduit au tableau suivant.

Dossier tarifaire	Demande clientèle continue		
	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe $10^3\text{m}^3/\text{jour}$
(1)	(2)	(3)	(4)
<b>2024</b>			36 780
Base ( $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ )	12 028,70		
Base journée ( $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ )	2 126,68	Jeudi	
DJ <sub>t</sub> ( $10^3\text{m}^3/\text{DJ}$ )	412,37	36,54	
DJ <sub>t-1</sub> ( $10^3\text{m}^3/\text{DJ}$ )	108,82	39,13	
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> ( $10^3\text{m}^3/\text{DJxkm/h}$ )	2,87	1 151,03	

(iv) Énergir présente une comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles, partiellement reproduit au tableau suivant.

Dossier tarifaire	Demande clientèle continue		
	Paramètre de régression <sup>1</sup>	Paramètre d'évaluation	Pointe $10^3\text{m}^3/\text{jour}$
(1)	(2)	(3)	(4)
<b>2024</b>			36 780
<b>Base</b> ( $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ )	12 028,70		
<b>Base journée</b> ( $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ )	2 126,68	Lundi	
<b>DJ<sub>t</sub></b> ( $10^3\text{m}^3/\text{DJ}$ )	412,37	36,54	
<b>DJ<sub>t-1</sub></b> ( $10^3\text{m}^3/\text{DJ}$ )	108,82	39,13	
<b>DJ<sub>t</sub> x V<sub>t</sub></b> ( $10^3\text{m}^3/\text{DJxkm/h}$ )	2,87	1 151,03	

<sup>1</sup> La régression est basée sur l'hiver 2019-2020.

#### Demandes :

6.1 Veuillez confirmer que la pièce à laquelle Énergir réfère à la référence (ii), comme soulignée, devrait plutôt s'intituler « *Comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles* », telle que celle soulignée à la référence (i).

#### Réponse :

Énergir le confirme.

6.2 La Régie note que, pour le paramètre *Base journée*, la journée indiquée à la référence (iii) diffère de celle mentionnée à la référence (iv). Veuillez expliquer.

#### Réponse :

Une erreur s'est glissée dans la pièce citée à la référence (iii) : le paramètre *Base journée* est un lundi. Énergir dépose une version révisée de la pièce Énergir-H, Document 2.

**MÉCANISME DE DÉCOUPLAGE DE REVENUS**

7. Références :
- (i) Pièce [B-0081](#), p. 4;
  - (ii) Pièce [B-0181](#), p. 42, réponse à la question 15.1.1;
  - (iii) Pièce [B-0181](#), p. 44, réponse à la question 15.3.

**Préambule :**

(i) « En effet, en retournant à la clientèle les écarts entre les revenus réels et le revenu requis autorisé, Énergir ne peut générer de TP que dans le cadre d'une gestion rigoureuse de ses coûts. Par conséquent, aucun écart du bénéfice net n'est généré par des écarts de prévision de volume. » [nous soulignons]

(ii) « Effectivement, comme expliqué par Énergir lors de la mise en place du mécanisme de découplage des revenus, la volatilité des TP et des MAG réalisés par Énergir est réduite puisque le seul moyen pour cette dernière de générer des TP est d'effectuer une gestion rigoureuse de ses coûts.

Cela dit, le mécanisme de découplage ne peut éliminer tous les risques liés aux projections de consommation qui sont intégrées dans le calcul d'un revenu requis et, ultimement, dans la fixation d'un tarif. Bien que des écarts de revenus subsistent, entraînant la réalisation d'écarts de rendement, le mécanisme de découplage des revenus en assure une juste distribution, en retirant toute possibilité pour Énergir de réaliser un rendement additionnel qui serait lié à la prévision des revenus. » [nous soulignons] [note de bas de page omise]

(iii) « Dans le contexte de la réglementation sur l'énergie, le découplage des revenus désigne les mécanismes réglementaires visant l'assouplissement du lien direct entre les revenus d'un service public et la quantité d'énergie consommée par ses clients. Différents types de mécanismes de découplage des revenus sont présents au Canada, dont :

- Lost Revenue Adjustment Mechanisms (LRAMs) appliqué chez Enbridge Gas;
- Revenue-per-customer cap plan, appliqué chez ATCO Gas and Pipelines Ltd., et Apex Utilities Inc;
- Revenue Stabilization Adjustment Mechanism (RSAM) appliqué chez FortisBC.

Notons aussi que depuis 2024, Enbridge [Gaz] Québec (Gazifère) a mis en place un mécanisme de découplage des revenus semblable à celui d'Énergir ». [nous soulignons]

**Demandes :**

## 7.1 Concernant les trois mécanismes mentionnés à la référence (iii) :

7.1.1. Veuillez fournir une brève description de chacun d'eux. Dans votre réponse, veuillez notamment préciser si :

- Le LRAM<sub>s</sub>, comme appliqué chez *Enbridge Gaz Distribution*, est similaire à un compte de frais reporté lié aux programmes d'efficacité énergétique.
- Le « *Revenue-per-customer cap plan* », appliqué chez ATCO et Apex, permet aux revenus autorisés d'augmenter avec le nombre de clients.
- Le « RSA », tel qu'appliqué chez FortisBC, est similaire au compte de stabilisation de la température et du vent d'Énergir.

**Réponse :**

Le *Lost Revenue Adjustment Mechanism* (LRAM) permet à Enbridge Gas Distribution de recouvrer les revenus perdus qui auraient été générés si les clients n'avaient pas réduit leur consommation d'énergie grâce aux programmes de conservation et de gestion de la demande. Ces programmes, bien qu'efficaces pour réduire la consommation globale, peuvent entraîner une baisse des revenus pour le distributeur, puisque les tarifs sont souvent basés sur la quantité d'énergie vendue. Le LRAM est appliqué après l'évaluation des économies d'énergie réalisées par les clients. Enbridge Gas Distribution soumet une demande à l'Ontario Energy Board (OEB) pour ajuster ses tarifs afin de compenser les revenus perdus.

Ces ajustements sont généralement temporaires et spécifiques à une période donnée, et sont calculés en fonction des économies d'énergie mesurées et vérifiées. Le but du LRAM est de supprimer le désincitatif financier pour les services publics à promouvoir l'efficacité énergétique. Sans ce mécanisme, les distributeurs comme Enbridge Gas Distribution pourraient être réticents à investir dans des programmes qui réduisent leur volume de ventes.

Contrairement au découplage, qui ajuste les revenus de manière continue pour refléter les coûts fixes indépendamment de la consommation, le LRAM est plus ciblé : il compense uniquement les pertes de revenus attribuables aux programmes d'efficacité énergétique<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Decision and Rate Order, EB-2024-0193 et Decision on Settlement Proposal and Interim Rate Order, EB-2024-0111.

Le *Revenue-Per-Customer Cap Plan* (RPCCP)<sup>6</sup> est un mécanisme de plafonnement des revenus et a comme objectif de compenser partiellement ATCO et Apex pour les risques de fluctuations de la demande énergétique et les changements de consommation de leurs clients. Dans un plan comme celui-ci, les taux sont fixés selon le nombre de clients dans chacune des classes et non selon la quantité d'énergie consommée. Ces tarifs sont établis par la formule *Performance-Based Regulation Plan* (PBR). Ces taux sont directement influencés par les variations planifiées de la consommation. Toutes choses étant égales par ailleurs, les taux des clients seront réduits si l'utilité prévoit une augmentation de la consommation d'énergie par client dans l'année à venir. La situation inverse est vraie aussi. Dans tous les cas, il est attendu que l'utilité réalise le montant de revenus par classe de clients préétablie par la formule du PBR.

Le RPCCP permet les éléments suivants :

- Limiter les hausses de tarifs tout en tenant compte de l'inflation;
- Inciter les compagnies à améliorer leur efficacité pour conserver leur rentabilité;
- Simplifier la régulation en évitant des examens annuels détaillés.

Le RPCCP permet aux revenus totaux d'augmenter si le nombre de clients augmente, car le revenu autorisé total est le résultat de la multiplication du revenu par client et du nombre de clients. Quant au revenu par client, il est fixé par le PBR.

L'objectif du *Revenue Stabilization Adjustment Mechanism* (RSA ou RSAM), quant à lui, est de stabiliser les revenus de FortisBC face aux fluctuations imprévues de la consommation de gaz naturel, en particulier dans la région de Fort Nelson (FEFN), pour ne pas transférer de variation brutale sur les clients (résidentiels et commerciaux, exclusion des industriels<sup>7</sup>.

Le RSAM compense les écarts entre les revenus réels et les revenus prévus dans les tarifs approuvés par la *British Columbia Utility Commission* (BCUC). Il utilise des comptes de report pour enregistrer les montants à recouvrer ou à rembourser aux clients. Il permet d'éviter des ajustements tarifaires fréquents et protège les revenus de l'entreprise contre les variations de la demande.

---

<sup>6</sup> [2024-2028 Performance Based Regulation Plan for Alberta Electric and Gas Distribution Utilities](#).

<sup>7</sup> [Fortis BC Energy Inc., Generic Cost of Capital Proceeding – Minimum Filing Requirements, 2012, Appendix A \(Section 4-11\) – FortisBC](#).

La prévision de consommation est basée sur la consommation par client (UPC) normalisée pour la température, calculée à partir d'une moyenne triennale ou obtenue via analyse de régression s'il existe une tendance statistiquement significative<sup>8</sup>.

Les montants à recouvrer ou à rembourser aux clients via un ajustement tarifaire sont enregistrés via le *RSAM Rate Rider Account*, alors que le *Deferral Account for Revenue Deficiency* est utilisé pour comptabiliser les déficits de revenus dus à la mise en œuvre progressive des tarifs communs. FortisBC utilise également un compte spécifique à Fort Nelson pour étaler sur cinq ans l'impact tarifaire de l'harmonisation des tarifs avec ceux du reste de FortisBC (*FEFN Residential Customer Common Rate Phase-in Deferral Account*).

En général, les éléments qui impactent le calcul du RSAM sont les suivants :

- écarts entre consommation réelle et prévisionnelle;
- conditions climatiques;
- politiques énergétiques et programmes d'efficacité (DSM);
- fusion tarifaire entre zones;
- décisions réglementaires de la BCUC.

7.1.2. Veuillez expliquer en quoi ces trois mécanismes sont comparables au mécanisme de découplage appliqué par Énergir.

**Réponse :**

Comme mentionné dans la réponse citée à la référence (iii), à l'instar du mécanisme de découplage des revenus d'Énergir, ces trois mécanismes visent l'assouplissement du lien direct entre les revenus d'un service public et la quantité d'énergie consommée par ses clients. Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 7.1.1 pour les détails de chacun de ces mécanismes.

---

<sup>8</sup> <sup>[1]</sup> [FortisBC Energy Inc., Annual Review of 2015 Delivery Rates, Decision, May 27, 2015.](#)

## MODE DE PARTAGE DES ÉCARTS DE RENDEMENT

8. Référence : Pièce [B-0181](#), p. 44, réponse à la question 15.3.

### Préambule :

*« Une comparaison complète du cadre réglementaire entre les distributeurs gaziers requiert l'intervention d'experts en la matière pour interpréter les impacts de chacun des mécanismes en place et leurs interrelations ».*

### Demande :

8.1 Veuillez commenter la possibilité, dans le cadre de l'examen du mode de partage dans un prochain dossier tarifaire, de requérir les services d'experts afin de comparer le cadre réglementaire d'Énergir avec celui de d'autres entités comparables.

### Réponse :

À l'instar du dossier R-4076-2018, dans lequel la Régie autorisait la mise en place des modes de partage et mécanisme de découplage actuellement en vigueur, Énergir est d'avis qu'une comparaison complète du cadre réglementaire avec la participation d'experts externes n'est pas essentielle à l'étude de propositions visant un des éléments du cadre réglementaire ni que cette étude soit concomitante à celle du taux de rendement sur les capitaux propres. Cela dit, Énergir pourra faire appel aux services d'expert(s) dans un prochain dossier tarifaire.

## MANQUES À GAGNER ET TROP-PERÇUS

9. **Références :**
- (i) Pièce [B-0135](#), ligne 3, col. 7 et 8;
  - (ii) Pièce [B-0180](#), p. 10, annexe 4
  - (iii) Dossier R-4288-2024, pièce [B-0094](#), p. 4;
  - (iv) Tableau compilé par la Régie.

### Préambule :

(i) Le calcul de la Contribution GES est basé sur la prévision des transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie, du 1<sup>er</sup> octobre 2025 au 30 septembre 2026 :

Volume total : 24 880 (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)

Contribution : 7 530 k\$

(ii) Les manques à gagner (MAG) en distribution relatifs à la Contribution GES s'élèvent à 1 268 k\$ en 2022-2023 et 5 276 k\$ en 2023-2024.

(iii) Énergir indique que 2 075 368 m<sup>3</sup> de volumes de gaz naturel ont été convertis à l'électricité.

(iv) Le tableau suivant, compilé par la Régie, présente les volumes et le montant de la Contribution GES, prévus et réels, ainsi que le manque à gagner (MAG) en distribution relatif à la Contribution GES.

	Prévision	Réel	MAG en distribution selon la référence (ii)
2022-2023 <sup>1</sup>	12 301 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> Distribution 1 496 k\$ Equilibrage 357 k\$	738,9 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> Distribution 228 k\$ Equilibrage 52 k\$	Distribution (1 268 k\$)
2023-2024 <sup>2</sup>	26 038 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> Distribution 5 929 k\$ Equilibrage 1 504 k\$	2 075 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> Distribution 652 k\$ Equilibrage 164 k\$ <sup>3</sup>	Distribution (5 276 k\$)

Note 1 : Source : Dossier R-4242-2023, pièce [B-0159](#), p. 17, préambule (v).

Note 2 : Source : Dossier R-4288-2024, pièce [B-0094](#), p. 5.

**Demandes :**

- 9.1 Étant donné la faible acuité prévisionnelle d'Énergir relative aux pertes de volumes liés à la biénergie (référence (iv) et ses impacts sur les manques à gagner générés lors des deux derniers rapports annuels (référence (ii)), veuillez fournir le degré de confiance d'Énergir pour ses prévisions indiquées à la référence (i) et les changements qu'elle a apporté à sa méthode prévisionnelle qui lui permet d'établir ce degré de confiance. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Les prévisions liées à la biénergie se déclinent en deux grandes familles d'hypothèses : le nombre de conversions biénergie et les volumes transférés par ces mêmes conversions.

Énergir est confiante que les prévisions biénergie sont de plus en plus précises en termes de nombre de conversions. Pour la prévision des volumes transférés, Énergir reconnaît que la différence entre le prévisionnel et le réel est significative et entend améliorer son modèle de prévision une fois les données réelles 2024-2025 disponibles.

La biénergie est un nouveau produit de décarbonation. La construction d'un modèle de prévision nécessite des améliorations continues et l'utilisation de données historiques afin de le calibrer. En 2022-2023, seule la biénergie résidentielle était offerte et un taux de pénétration de 100 % était utilisé comme hypothèse. En 2023-2024, la commercialisation de la biénergie pour les secteurs commercial et institutionnel s'est amorcée. Le taux de pénétration de 100 % était utilisé pour les trois secteurs. En 2024-2025, des taux de pénétration par marché et par année tarifaire ont été introduits. À ce moment, Énergir bénéficiait de données historiques très limitées, mais pouvait tout de même ajuster les hypothèses du nombre de conversions (c'est-à-dire les taux de pénétration). Pour les prévisions de 2025-2026 de la présente cause tarifaire, Énergir a encore raffiné les taux de pénétration grâce aux données disponibles.

Dans ce contexte, l'année tarifaire 2024-2025 sera la première année durant laquelle Énergir pourra analyser l'écart entre les prévisions et le réel pour le nombre de conversions et les volumes transférés, lorsque des taux de pénétration sont appliqués. À la lumière de cette analyse, Énergir propose d'ajuster son modèle de prévision des deux grandes familles d'hypothèses (nombre de conversions et volumes transférés) pour la Cause tarifaire 2026-2027 et d'en informer la Régie dans le prochain dossier tarifaire.

Énergir soumet que les impacts sur les manques à gagner sont en partie contrebalancés par des revenus supérieurs. Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 9.4 pour davantage de détails. À noter que le manque à gagner de 5,276 M\$ de la référence (ii) est

lié à une prévision dans laquelle un taux de pénétration de 100 % était utilisé. Cette hypothèse – qui provient de la preuve conjointe avec Hydro-Québec – a depuis été revue, comme mentionné précédemment.

- 9.2 Veuillez commenter la possibilité d'introduire un facteur de prudence dans la méthode de prévision des transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie pour l'année 2025-2026.

**Réponse :**

Énergir soumet que l'introduction d'un facteur de prudence pour l'année 2025-2026 n'est pas une utilisation efficiente des ressources réglementaires, considérant l'impact limité du manque à gagner/trop perçu, ainsi que des réflexions et élaborations d'hypothèses requises pour la détermination de ce facteur de prudence.

Comme décrit à la réponse à la question 9.4, l'écart net estimé de l'utilisation du modèle de prévision actuel pour 2023-2024 est un trop-perçu de  $\approx 1,3$  M\$. L'application d'un facteur de prudence pour l'année 2025-2026 nécessiterait une révision des pièces liées au plan d'approvisionnement, aux coûts et aux revenus. Comme ces pièces représentent une grande majorité du dossier tarifaire, Énergir soumet qu'une telle mise à jour n'est pas efficiente.

- 9.3 Veuillez commenter la possibilité de réviser à la baisse la prévision des transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie en référence (i), ainsi que les impacts qui en découlent pour l'année 2025-2026 en prenant comme hypothèse les taux de pénétration de 2024 soit 34 % pour le résidentiel, 1 % pour le commercial et 0,3 % pour l'institutionnel.

**Réponse :**

Énergir suggère de ne pas modifier la prévision des transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie. Énergir ne bénéficie pas des données complètes de l'année 2024-2025, mais selon les résultats préliminaires dont Énergir dispose actuellement, ce sont les hypothèses liées aux volumes transférés qui pourraient majoritairement être mises à jour, et non les taux de pénétration.

Énergir propose d'analyser les données complètes de 2024-2025 lorsque celles-ci seront disponibles (après le 1<sup>er</sup> octobre 2025) et de mettre à jour son modèle de prévision dans la prochaine cause tarifaire, le cas échéant. Veuillez s.v.p. vous référer aux réponses aux questions 9.1 et 9.2 pour davantage de détails.

- 9.4 À partir des volumes de la référence (iii), veuillez chiffrer l'impact net sur le trop-perçu/manque à gagner de la clientèle en intégrant uniquement le nivellement de la contribution GES et les écarts de revenus pour les pertes de volumes liés à la biénergie découlant du mécanisme de découplage des revenus.

**Réponse :**

Énergir ne peut déterminer avec précision la perte de revenus nette sur le trop-perçu/manque à gagner en lien avec les clients en biénergie, qui sont essentiellement des clients du secteur résidentiel. En effet, la prévision des revenus pour les clients du secteur résidentiel n'est pas établie par client. De plus, Énergir ne possède pas de revenus normalisés par client. Sans cette normalisation, il n'est pas possible de dégager la perte de revenus engendrée précisément par les clients en biénergie.

Cependant, il est possible d'établir la perte de revenus théorique en appliquant les paramètres de la preuve sur la biénergie<sup>9</sup>. En effet, pour obtenir le taux applicable au volume converti, les taux de la grille d'Énergir sont multipliés par le facteur d'ajustement de 0,80, ce qui permet à Énergir de conserver environ 80 % des revenus avant biénergie. Ainsi, dans le tableau ci-dessous, Énergir démontre une perte de revenus théorique associée à la biénergie à la Cause tarifaire 2023-2024 et au réel 2023-2024.

En somme, le trop-perçu de 2023-2024 généré par la baisse du taux de pénétration des clients adhérant au programme Biénergie est de 1,3 M\$ (tableau Q-9.4 a), ligne 3) et le découplage 2023-2024 de 8,9 M\$ à remettre aux clients (tableau Q-9.4 b), ligne 1) est expliqué par la Biénergie pour un montant de 6,6 M\$ (tableau Q-9.4 b), ligne 2).

**Tableau Q-9.4 a)**

	Réel 2023-2024 (000 \$)	Cause tarifaire 2023-2024 (000 \$)	Écart (000 \$)	
1	Perte de revenus <sup>1</sup>	(816)	(7 411)	6 595
2	Contribution GES <sup>2</sup>	652	5 929	(5 276)
3	(MAG)/TP	(163)	(1 482)	1 319

1 Perte de revenus = Contribution GES (ligne 2) divisé par 80 %.

2 Dossier R-4288-2024, pièce Énergir-14, Document 5, tableau 4.

<sup>9</sup> Dossier R-4169-2021, pièce HQD-Énergir-1, Document 1, section 8 et pièce HQD-Énergir-2, Document 1, réponse à la question 5.2.

Tableau Q-9.4 b)

	Montant (000 \$)	Référence	
1	Découplage 2023-2024	8 926	R-4288-2024, Énergir-8, Document 2, ligne 23
2	Biénergie	6 595	Tableau Q-9 a), ligne 1
3	Autres facteurs	2 331	Ligne 1 moins ligne 2

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0131](#), p. 1;
  - (ii) Pièce [B-0181](#), p. 79, tableau Q-23.1;
  - (iii) Dossier R-4169-2021 Phase 1, décision [D-2022-061](#), p. 160 et 161;
  - (iv) Pièce [B-0096](#), p. 11 et 12.

**Préambule :**

(i) Le titre de la pièce B-0131 est « *Conciliation et amortissement des frais reportés et des actifs intangibles pour la période de douze mois close le 30 septembre 2026* ». Outre les frais reportés, la Régie note que cette pièce inclus également une conciliation des comptes comprenant des revenus reportés, comme celui portant sur le découplage des revenus.

Pour le découplage des revenus de l'année 2024, le montant intégré au 1<sup>er</sup> octobre 2025 s'élève à – 9 350 k\$, lequel est amorti sur une période d'un an et deux ans.

(ii) Énergir concilie le trop-perçu en distribution de l'année 2024 à remettre à la clientèle par le compte lié au découplage des revenus, net du nivellement de la contribution GES, plus les intérêts.

Soustraire le découplage des revenus	
Découplage des revenus avant nivellement de la contribution GES	(8 926)
Nivellement de la contribution GES	<u>5 276</u>
Découplage des revenus 2024	(3 650)

(iii) « [567] Dans le cadre de ses rapports annuels, Énergir présentera les volumes réellement convertis à la biénergie pendant la dernière année financière et la Contribution GES associée à ces volumes. Les écarts par rapport aux prévisions pourront être constatés[...].

[568] Étant donné que l'Offre biénergie découle des objectifs fixés par le PÉV 2030, l'écart financier relatif à la biénergie sur le service de distribution sera intégré au compte de frais reportés (CFR) de découplage des revenus, pour être remis ou récupéré des clients dans les tarifs futurs ».

Dans le cadre du dossier portant sur la biénergie, le traitement comptable de la contribution GES était expliqué en réponse à la question 1.1 de la pièce [B-0069](#).

(12) Extrait de la pièce B-0096 portant sur les principes et méthodes d'évaluation du coût de service.

<b>MÉCANISME DE DÉCOUPLAGE DES REVENUS</b>	D-2022-025	<p>Mécanisme par lequel tous les écarts entre le revenu requis autorisé et les revenus réels qui sont liés aux volumes par client sont retournés à la clientèle.</p> <p>Le découplage des revenus de distribution est calculé en comparant les revenus réalisés aux revenus projetés :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Les écarts de revenus pour la période des mois d'octobre à janvier d'une année sont amortis dès la cause tarifaire suivante, sur une période de 2 ans;</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Les écarts de revenus pour la période des mois de février à septembre d'une année sont amortis au cours de la 2<sup>e</sup> année subséquente, et ce, sur une période de 1 an.</li> </ul> <p>Dans la pièce Énergir-G, Document 4, Énergir propose de reconduire ce mécanisme pour l'année tarifaire 2025-2026.</p>

La Régie note que la décision D-2022-061 de la référence (iii) ainsi que le traitement comptable de la contribution GES présenté en références (ii) et (iii) ne sont pas présentés dans la pièce B-0096.

#### **Demandes :**

10.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que le montant de découplage des revenus de – 8 926 k\$ est soustrait du compte lié au trop-perçu en distribution (référence (i)) pour s'ajouter au compte lié au découplage de revenus, dont le montant intégré au 1<sup>er</sup> octobre 2025 s'élève à – 9 350 k\$ (référence (i)). En fait, selon cette compréhension, il s'agit d'une écriture comptable de présentation et que la différence s'explique par les intérêts capitalisés en 2025. Le cas échéant, veuillez expliquer.

#### **Réponse :**

Énergir infirme la compréhension de la Régie. Dans le système comptable d'Énergir, les montants liés au découplage des revenus sont enregistrés dans des ordres internes (collecteurs de coûts) spécifiquement dédiés à cet effet. Ces ordres permettent de

comptabiliser distinctement les montants associés au découplage des revenus et au nivellement de la contribution GES. De même, les trop-perçus en distribution sont également comptabilisés dans des ordres internes distincts, afin d'en assurer une séparation claire dès l'origine. Il ne s'agit donc pas d'écritures comptables de présentation, mais bien d'une comptabilisation structurée et différenciée dès l'enregistrement initial.

Le découplage des revenus de 8 926 k\$ établi au Rapport annuel 2024 ne correspond pas à l'intégration du 9 350 k\$ à la pièce B-0131, Énergir-N, Document 9 de la référence (i). Comme indiqué dans la pièce B-0096, Énergir-K, Document 1 portant sur les principes et méthodes d'évaluation du coût de service, les écarts de revenus pour la période des mois d'octobre à janvier sont amortis dès la cause tarifaire suivante, sur une période de deux ans. Les écarts de revenus pour la période des mois de février à septembre seront amortis au cours de la deuxième année subséquente, et ce, sur une période d'un an.

Ainsi le montant de découplage de 9 350 k\$ intégré à la Cause tarifaire 2025-2026 correspond aux écarts liés au découplage des revenus et au nivellement de la contribution GES pour les huit derniers mois de l'exercice financier 2023-2024, ainsi qu'à ceux relatifs aux quatre premiers mois de la prévision 4/8 2025 additionné de leurs intérêts respectifs.

- 10.2 Selon la référence (i), le compte lié au découplage des revenus est amorti sur une période d'un an et deux ans. Veuillez préciser cet amortissement sur un an et deux ans.

**Réponse :**

Comme précisé au paragraphe 195 de la décision D-2022-123, l'amortissement du compte lié au découplage des revenus est identique à celui appliqué pour le compte de stabilisation tarifaire. En vertu des PCGR des États-Unis, le mécanisme de découplage de revenus entre dans le champ d'application des *Alternative revenue Programs* de l'ASC 980 - *Regulated operation*. Selon cette norme, les sommes peuvent être capitalisées dans un CFR seulement si elles sont récupérées dans les 24 mois suivant la fin de l'année de leur constatation. C'est pourquoi les écarts de revenus pour la période des mois d'octobre à janvier d'une année sont amortis dès la cause tarifaire suivante, sur une période de deux ans. Les écarts de revenus pour la période des mois de février à septembre seront, quant à eux, amortis au cours de la deuxième année subséquente, et ce, sur une période d'un an.

- 10.3 Veuillez mettre à jour la pièce B-0096 afin d’y inclure le traitement comptable réglementaire lié au nivellement de la contribution GES et confirmer cette mise à jour. À noter que le dépôt de cette pièce mise à jour n’est pas requis à ce stade-ci du dossier.

**Réponse :**

Lors du dépôt de la mise à jour des pièces suivant la décision sur le fond de la présente cause tarifaire, Énergir déposera une version révisée de la pièce Énergir-K, Document 1, en y intégrant le traitement réglementaire lié au nivellement de la contribution GES.

- 10.4 Lorsqu’il est question de revenus reportés, la Régie note que l’utilisation de l’expression « comptes de frais reporté » ou « CFR » peut porter à confusion ou incompréhension. Veuillez commenter la possibilité de remplacer l’expression « compte de frais reportés » par « compte d’écarts et de report » particulièrement lorsqu’il est question de revenus reportés.

**Réponse :**

Énergir ne voit pas d’inconvénient à utiliser l’expression « compte d’écarts et de reports », soit l’acronyme « CER », en remplacement du terme « CFR », et ce, qu’il s’agisse d’un compte de frais reportés ou de revenus reportés.

- 10.5 Veuillez commenter la possibilité d’ajouter une note de bas de page dans une prochaine mise à jour de la pièce B-0131 afin de présenter la conciliation du trop-perçu en distribution.

**Réponse :**

Plutôt que d’intégrer la conciliation du trop-perçu en note de bas de page dans les dossiers tarifaires, Énergir propose plutôt de modifier la présentation des soldes des trop-perçus et des manques à gagner qui sont déjà détaillés, par service, dans le cadre des rapports annuels à la pièce Énergir-8, Document 2. Énergir recommande de ventiler distinctement, dans cette pièce, les différents écarts inclus dans le service de distribution, en ajoutant des lignes spécifiques pour chacun des volets suivants : le trop-perçu en distribution, le découplage des revenus et la compensation liée à la contribution GES.

Cette nouvelle présentation permettra de mieux identifier le montant du trop-perçu en distribution intégré à la cause tarifaire, facilitant ainsi les références et les analyses. Un exemple du nouveau format de pièce proposé est joint à l’annexe Q-10.5<sup>10</sup>. Si la Régie s’en déclare satisfaite, Énergir propose de l’utiliser dès la production du dossier du Rapport annuel 2024-2025.

---

<sup>10</sup> La nouvelle ventilation au service de distribution est présentée aux lignes 9, 10 et 11 de l’annexe Q-10.5.

## AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS

**11. Références :** (i) Pièce [B-0110](#), p. 5-2 à 5-4 de l'étude sur les taux d'amortissement; (ii) Dossier R-4288-2024, pièce [B-0016](#), notes 6 et 9 aux états financiers.

### Préambule :

(i) L'étude des taux d'amortissement a été réalisé sur les soldes au 30 septembre 2023. Aux tableaux 1, 1A et 1B (p. 5-2 à 5-4 de l'étude), les colonnes 6 et 7 présentent respectivement les données relatives aux « *Original Cost as of Sept. 30, 2023* » et « *Book Depreciation Reserve* ».

(ii) Les tableaux suivants sont extraits des notes 6 et 9 des états financiers audités déposés au rapport annuel 2024.

### ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Le tableau suivant présente la valeur comptable nette des APR aux 30 septembre 2024 et 2023 :

	Période de récupération (en années)	2024	2023
Coûts éventuels de retrait des immobilisations corporelles (h)	Indéterminable	495 795	459 226

(h) En vertu de traitements réglementaires, Énergir, s.e.c. comptabilise, relativement aux activités de distribution d'énergie, l'estimation des coûts éventuels de retrait liés à des immobilisations corporelles. Ces coûts sont récupérés à même les tarifs principalement par le biais des taux d'amortissement en augmentation des passifs réglementaires, tandis que les coûts réels de retrait sont, pour leur part, enregistrés en diminution des passifs réglementaires.

### IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	2023			
	Coût	Amortissement cumulé	Projets en cours	Total
Distribution	3 688 519	1 505 853	86 061	2 268 727
Transport	121 247	21 138	67 036	167 145
Entreposage	78 401	17 865	21 092	81 628
Installations générales	289 464	161 876	22 816	150 404
	4 177 631	1 706 732	197 005	2 667 904

Au 30 septembre 2024, le solde non amorti des aides gouvernementales portées en diminution des immobilisations corporelles est de 184 825 \$ (206 533 \$ en 2023). Au cours de l'exercice 2024, un montant de 8 501 \$ (8 180 \$ en 2023) a été porté en diminution de la charge d'amortissement.

**Demande :**

11.1 Veuillez concilier les données au 30 septembre 2023 utilisées aux fins de l'étude sur les taux d'amortissement de la référence (i) avec celles de l'année 2023 présentées en référence (ii). Veuillez également présenter tout autre élément pertinent.

**Réponse :**

Le tableau de l'annexe Q-11.1 concilie les données au 30 septembre 2023 utilisées aux fins de l'étude des taux d'amortissement avec les données présentées à la note sur les immobilisations corporelles des états financiers.

12. **Référence :** Pièce [B-0181](#), p. 93, réponse à la question 28.2.

**Préambule :**

*« À l'heure actuelle, et en tenant compte de l'avis des auteurs de l'étude présentée, Énergir considère que les taux d'amortissement calculés avec la méthode actuelle sont les plus représentatifs de la réalité. Il n'est pas exclu qu'une autre méthodologie ou des résultats différents puissent être présentés dans un futur dossier tarifaire. Il n'est pas exclu notamment que les conclusions du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE) puissent nous guider vers un dépôt anticipé d'une prochaine étude de taux ».*

**Demande :**

12.1 Veuillez élaborer sur les conclusions du PGIRE qui pourraient guider Énergir vers un dépôt anticipé de la prochaine étude des taux d'amortissement.

**Réponse :**

Il est difficile de prédire, à l'heure actuelle, quelles seront les conclusions du PGIRE, mais celles-ci permettront probablement de préciser quelle sera la contribution d'Énergir dans l'avenir énergétique du Québec. Si jamais cette contribution s'éloignait de celle actuellement fournie par Énergir, une révision des périodes d'amortissement pourrait être nécessaire afin de refléter le nouvel usage des actifs d'Énergir. Une nouvelle étude des taux serait ainsi déposée de façon anticipée.

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0110](#), annexe B, p. 2;
  - (ii) Pièce [B-0124](#), p. 1;
  - (iii) Dossiers R-4175-2021, pièce [B-0049](#), p. 4 et 5; R-4209-2022, pièce [B-0051](#), p. 4 et 5; R-4242-2023, pièce [B-0048](#), p. 4 et 5; R-4288-2024, pièce [B-0041](#), p. 6 et 7 ;
  - (iv) Tableau établi par la Régie.

**Préambule :**

- (i) Pour l'année 2025-2026, la dépense d'amortissement des immobilisations est établie à 160 522 k\$. En excluant l'augmentation découlant de l'étude sur les taux d'amortissement, la dépense d'amortissement serait établie à 156 433 k\$.
- (ii) La dépense d'amortissement prévue au dossier tarifaire 2024-2025 s'élevait à 149 067 k\$. Cette prévision est révisée à 147 843 k\$ pour l'année financière en cours.
- (iii) Dans la pièce Énergir-8, Document 1 du rapport annuel, Énergir présente le revenu requis établi lors du dossier tarifaire ainsi que le revenu requis pour l'exercice clos le 30 septembre de l'année du rapport annuel.
- (iv) Tableau établi par la Régie à partir des références i) à iii) :

Amortissement des immobilisations (000 \$)	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
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		
	3 432	1 861	5 209	2 332		
Écart témoin vs historique	2,6%	1,4%	3,7%	1,6%		
				2,3%		
<a href="#">Écart moyen - période 2021-2024</a>						

**Demande :**

13.1 Veuillez commenter la prévision de la dépense d'amortissement des immobilisations de l'année 2025-2026 considérant la surévaluation observée depuis l'année 2020-2021.

**Réponse :**

Depuis la modification comptable liée à l'amortissement, survenue dans le cadre de l'exercice financier 2012-2013 (dossier R-3773-2011), l'établissement des prévisions d'amortissement s'est considérablement complexifié. Plusieurs facteurs influencent désormais la charge d'amortissement, notamment :

- le niveau des investissements effectués pour l'année précédente et celle visée par la prévision;
- la date et la valeur des mises en service des investissements;
- la valeur et le moment des retraits d'actifs;
- la règle d'imputation appliquée aux projets selon les catégories d'actifs, qui possèdent chacune une durée d'amortissement distincte.

Lors de l'établissement d'un dossier tarifaire, les derniers soldes réels connus au niveau de la continuité des immobilisations sont ceux de janvier de l'année précédente. Énergir doit donc prévoir l'ensemble des mouvements d'actifs pour les huit derniers mois de l'année en cours en plus des douze mois de l'année visée par le dossier tarifaire.

La pièce des additions à la base de tarification transmise à la Régie présente les investissements prévus pour l'année, sans égard à leur mise en service effective. Par conséquent, plusieurs ajustements sont nécessaires afin :

- de convertir ces investissements en montants mensuels;
- de les classer entre travaux en cours ou immobilisations amortissables;
- d'appliquer une règle d'imputation aux projets mis en service afin de répartir les investissements dans les catégories d'actifs appropriées.

Étant donné que la pièce des additions à la base de tarification présente uniquement les nouveaux ajouts, un traitement similaire doit être appliqué aux investissements cumulatifs figurant dans les soldes d'ouverture de la base de tarification, lorsqu'ils ne sont pas encore en service. Une projection des retraits d'actifs doit également être effectuée.

Les investissements inclus à la pièce de la base de tarification sont présentés selon les secteurs d'activité prévus, et non en fonction des catégories d'actifs. Il est donc nécessaire, par exemple, de convertir les investissements prévus dans les secteurs du développement

du réseau et de l'amélioration du réseau en types d'actifs, tels que des branchements et des conduites, et ce, en fonction qu'ils soient fabriqués en plastique ou en acier, des postes de détente et de livraison selon une ventilation entre partie civile et équipements, etc. Par ailleurs, les investissements inclus à cette pièce sont en partie établis à partir d'enveloppes budgétaires, puisque les projets futurs ne sont pas encore définis. Il devient alors impossible de déterminer avec précision la règle d'imputation et la date de mise en service de ces investissements.

De plus, même dans le cas de projets connus – comme le sont les projets majeurs – les prévisions sont établies selon les hypothèses en vigueur au moment de la préparation du dossier tarifaire. Le calendrier de réalisation du projet pourrait différer au réel pour différentes raisons, ce qui pourra entraîner des écarts au rapport annuel, tant au niveau de la pièce des additions à la base de tarification, que de celles de la base de tarification en moyenne 13 soldes et de la charge d'amortissement.

Considérant les nombreux facteurs influençant la charge d'amortissement ainsi que les multiples hypothèses nécessaires pour projeter les mouvements d'actifs sur une période de 20 mois, il est normal de constater certains écarts entre la charge d'amortissement prévisionnelle et la charge réelle, comme présenté à la référence (iv). Énergir estime que les écarts observés – variant entre 1,4 % et 3,7 % – sont raisonnables compte tenu de la complexité inhérente à cet exercice de projection.

Énergir a établi les projections de la charge d'amortissement pour la Cause tarifaire 2025-2026 à l'aide d'un processus rigoureux, fondé sur les hypothèses en vigueur au moment de l'analyse. Énergir considère que la projection d'amortissement établie est donc celle étant la plus réaliste.

## FRAIS DE TRANSPORT, D'ÉQUILIBRAGE ET DE DISTRIBUTION

- 14. Références :**
- (i) Pièces [B-0127](#), p. 2 et [B-0158](#), annexe 6;
  - (ii) Dossier R-3867-3013 Phase 2, pièce [B-0668](#) et décision [D-2022-005](#);
  - (iii) Tableau établi par la Régie.

### Préambule :

- (i) Les coûts de transport annuels 2025-2026 sont fonctionnalisés au service de transport selon un prorata découlant de l'application de la méthode des tiers approuvée dans le dossier R-3867-2013 Phase 2 (référence (ii)). Ce prorata est établi à 77,708 % pour l'année 2025-2026.

En page 2 de la pièce B-0127, la note de bas de page 3 explique les données utilisées pour calculer ce prorata. Il s'agit notamment d'additionner la demande annuelle des lignes 1, 2, 4, 6 et 7, présentées à l'annexe 6 de la pièce B-0158, et de convertir le total en demande quotidienne.

- (ii) En suivi de la décision D-2021-109, Énergir présentait un exemple d'application de la méthode des tiers, déposé comme pièce B-0668. Afin d'établir la fonctionnalisation au service de transport, Énergir précisait en note de bas de page, que le prorata était calculé notamment en additionnant les lignes 1 et 2 de l'annexe du plan d'approvisionnement présentant la demande annuelle.

Dans sa décision D-2022-005, la Régie était d'avis que la pièce B-0668 reflétait de façon conforme l'application de la nouvelle méthode de fonctionnalisation et de classification des coûts approuvée dans sa décision D-2021-109.

- (iii) Tableau comparatif compilé par la Régie à partir des références (i) et (ii)

	Réf. (i)	Réf. (ii)
<b>Demande (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>		
1 Continue	inclus	inclus
2 Interruptible	inclus	inclus
3 Gaz d'appoint		
4 Client biogaz en réseau dédié	inclus	

5	Sous-total	
6	Interruptions	inclus
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	inclus
8	Compression	
9	Écart de mesurage	
10	<b>TOTAL DEMANDE</b>	

---

**Demandes :**

14.1 Veuillez présenter le calcul détaillé permettant d'établir le prorata de 77,708 % présenté en référence (i).

**Réponse :**

Le tableau ci-dessous présente le calcul détaillé du prorata de 77,708 % établi pour l'année 2025-2026.

Tableau Q-14.1

<b>Demande moyenne</b>	<b>10<sup>6</sup> m<sup>3</sup></b>	Références
1 Total continue	5 595	
2 Interruptible	243	
3 Gaz d'appoint	146	
4 Biogaz	6	
5 <b>Sous-total</b>	<b>5 990</b>	É-H, Doc. 3, annexe 6, p. 1, col. 3, l. 5
6 Gaz d'appoint	(146)	ligne 3
7 Interruptions Volets A et B	(3)	ligne 6
8 Gaz perdu et usage de la compagnie	21	ligne 7
9 <b>Demande moyenne</b>	<b>5 862</b>	
10 <b>Demande annuelle 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j</b>	<b>16 060</b> A	(L.9 / 365)*1000
11 <b>Outils de transport</b>	<b>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j</b>	
12 FTLH	2 243	ligne 34
13 Transport par échange (Emp - EDA)	0	
14 Achats dans le territoire	158	Débit journalier prévu
15 Transport fourni par les clients	133	Débit journalier prévu
16 FTSH (Dawn - EDA)	2 192	ligne 38
17 Transport par échange (Dawn - EDA)	2 164	ligne 39
18 FTSH (Parkway - EDA)	13 777	ligne 40
19 <b>Outils de transport</b>	<b>20 667</b> B	
20 <b>Fonctionnalisation</b>	<b>77,708%</b> (A/B)	

Énergir constate qu'une coquille s'est glissée dans la pièce B-0127, Énergir-N, Document 6 (p. 2, lignes 2 et 3, col. 1) de la référence (i). En effet, les volumes présentés aux lignes 2 (Achats dans le territoire) et 3 (Transport fourni par les clients) auraient dû être chiffrés respectivement à 158 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j et 133 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j, comme démontré dans le tableau qui précède. Ces volumes représentent le débit journalier prévu alors que les volumes présentés à la référence (i) à la pièce B-0158, Énergir-H, Document 3 utilisent plutôt les débits journaliers « conservateurs ».

Énergir tient cependant à souligner que cette coquille n'a pas eu d'impact sur la fonctionnalisation des outils de transport puisque le pourcentage de fonctionnalisation

présenté à la pièce B-0127 a été calculé en utilisant les volumes exacts de 158 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j et 133 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j, malgré le fait que les lignes 2 et 3 de cette pièce présentaient d'autres volumes. De plus, les volumes présentés aux lignes 2 et 3 de cette pièce demeurent fonctionnalisés à 100 % au service de transport.

Énergir dépose toutefois une version révisée de la pièce Énergir-N, Document 6 afin de corriger les volumes présentés à la page 2.

- 14.2 Veuillez commenter la différence d'application, illustrée à la référence (iii), entre le dossier R-3867-2013 et les dossiers tarifaires subséquents. Le cas échéant, veuillez déposer une mise à jour de la pièce B-0127 afin de corriger l'explication du calcul du prorata présenté en page 2.

**Réponse :**

Tout d'abord, Énergir tient à préciser que :

- la méthode de fonctionnalisation approuvée par la décision D-2021-109 a été correctement appliquée depuis sa mise en vigueur et que, mis à part la coquille identifiée à la réponse à la question 14.1, aucune mise à jour n'est requise;
- l'exemple d'application déposé comme pièce B-0668<sup>11</sup> par Énergir (référence (ii)), aurait dû être plus détaillé et spécifier que les lignes 4<sup>12</sup>, 6 et 7 avaient été additionnées aux lignes 1 et 2 de l'annexe du plan d'approvisionnement présentant la demande annuelle.

Globalement, au terme de la fonctionnalisation par la méthode des tiers, seuls les coûts liés à la demande nette d'interruption de la clientèle se retrouvent en transport. Cependant, comme expliqué plus en détail dans la proposition d'Énergir<sup>13</sup> au dossier R-3867-2013, plusieurs étapes et ajustements sont requis pour y parvenir.

Dans un premier temps, la mécanique de la méthode de fonctionnalisation approuvée par la décision D-2021-109 fonctionnalise en pourcentage le gaz naturel qui est consommé en franchise et qui a été transporté pour la demande du service continu (incluant le biogaz<sup>14</sup>)

---

<sup>11</sup> Dossier R-3867-2013, pièce B-0668, Gaz Métro-5, Document 20.

<sup>12</sup> La prise en compte du biogaz dépend de la prévision du client à fournir ou non son propre transport.

<sup>13</sup> Dossier R-3867-2013, pièce B-0606, Gaz Métro-5, Document 12, p. 110.

<sup>14</sup> La prise en compte du biogaz dépend de la prévision du client à fournir ou non son propre transport.

(1), la demande de la clientèle interruptible après interruption (2) et la demande pour l'autoconsommation et le gaz perdu (3).

Dans un deuxième temps, la proportion des coûts attribuables à l'autoconsommation et le gaz perdu (3) est transférée vers le service de distribution. Cet ajustement est présenté dans la section *Coûts supplémentaires* en page 1 de la pièce B-0127, Énergir-N, Document 6.

Par conséquent, même si, lors de la première étape, le pourcentage alloué au transport par la fonctionnalisation inclut les éléments (1)<sup>13</sup>, (2) et (3), une fois les coûts (3) transférés vers la distribution, le pourcentage des coûts effectivement alloués au transport correspond uniquement à la demande liée aux éléments (1) et (2).

## AMORTISSEMENT DES AIDES FINANCIÈRES DU PGEÉ

- 15. Références :**
- (i) Pièce [C-ACIG-0027](#), p.27;
  - (ii) Pièce [B-0196](#), p. 5, tableau 1 ;
  - (iii) Pièce [B-0181](#), p. 76 et 77, tableau Q-22.4
  - (iv) Dossier R-4213-2022 Phase 2, décision [D-2023-127](#), p. 67 et pièce [B-0219](#), p. 46.

### Préambule :

(i) L'ACIG soumet qu'il est primordial que l'incertitude entourant la réalisation des économies d'énergie soit correctement appréciée.

(ii) Énergir présente la durée de vie des volets et programmes du PGEÉ ainsi que leur budget d'aides financières prévues pour l'année 2025-2026. La Régie note que le budget du volet « Études et implantation » s'élève à 40 078 333 \$, ce qui représente à lui-seul plus de 90 % du budget du programme « Diagnostics et mise en œuvre efficaces » et plus de 67 % du budget total du PGEÉ.

(iii) Au tableau Q-22.4, Énergir présente une ventilation des durées de vie détaillée par mesure d'efficacité énergétique pour les volets « Nouvelle construction » et « Études et implantation », en plus de la durée de vie globale des volets. Plus spécifiquement pour le Marché Industriel, la durée de vie du volet entier – Encouragement à l'implantation est estimée à 16 ans. Pour le Marché Institutionnel, la durée de vie du volet entier – Encouragement à l'implantation est estimée à 14 ans.

En page 76, Énergir précise que les constats présentés au tableau Q-22.4 découlent notamment des informations disponibles à l'interne (base de données), lesquelles ont été fournies aux évaluateurs indépendants.

(iv) Dans le cadre du dossier tarifaire 2023-2024, la Régie autorisait les modifications au programme « Diagnostics et mise en œuvre efficaces » proposées par Énergir et présentées au tableau suivant.

Sous-volets	Modalités actuelles	Modalités proposées
Études CII	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 25 000 \$</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : <u>50 000 \$</u></li> </ul>
Études GE	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 50 000 \$</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 50 000 \$</li> </ul>
Implantation CII	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 100 000 \$</li> <li>PRI inférieure à 1 an : 0,0 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 1 à 3 ans : 0,30 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 3 à 20 ans : 1,00 \$/m<sup>3</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 1 000 000 \$</li> <li>PRI inférieur à 1 an : 0,0 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 1 à 3 ans : <u>1,00 \$/m<sup>3</sup></u></li> <li>PRI de 3 à 20 ans : 1,00 \$/m<sup>3</sup></li> </ul>
Implantation GE industriel	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 1 000 000 \$</li> <li>PRI inférieure à 1 an : 0,0 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 1 à 3 ans : 0,30 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 3 à 20 ans : 1,00 \$/m<sup>3</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 1 000 000 \$</li> <li>PRI inférieure à 1 an : 0,0 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 1 à 3 ans : <u>1,00 \$/m<sup>3</sup></u></li> <li>PRI de 3 à 20 ans : 1,00 \$/m<sup>3</sup></li> </ul>
Implantation GE institutionnel	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 1 000 000 \$</li> <li>PRI inférieure à 1 an : 0,0 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 1 à 3 ans : 0,0 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 3 à 20 ans : 1,00 \$/m<sup>3</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 1 000 000 \$</li> <li>PRI inférieure à 1 an : 0,0 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 1 à 3 ans : <u>1,00 \$/m<sup>3</sup></u></li> <li>PRI de 3 à 20 ans : 1,00 \$/m<sup>3</sup></li> </ul>

### Demandes :

- 15.1 Pour les aides financières versées dans le cadre des trois sous-volets « Encouragement à l'implantation », veuillez indiquer s'il est possible de ventiler le budget en fonction des périodes de retour sur investissement (PRI) pour chacun des sous-volets. Dans l'affirmative, veuillez présenter cette ventilation.

### Réponse :

Énergir n'a pas ventilé ses prévisions selon la PRI des projets et, par conséquent, l'information demandée n'est pas disponible. Énergir rappelle qu'au paragraphe 263 de sa décision D-2023-127<sup>15</sup>, la Régie approuvait l'uniformisation des aides financières pour les PRI de 1 à 20 ans et la fusion des différents sous-volets créant un seul volet *Études et Implantation* dans le cadre du programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces*.

- 15.2 Parmi les informations disponibles à l'interne, veuillez indiquer si Énergir connaît la durée de vie utile estimée par le client pour son projet d'investissement pour lequel une aide

<sup>15</sup> Dossier R-4213-2022, décision D-2023-127.

financière a été reçue dans le cadre des volets « Encouragement à l'implantation » et « Nouvelle construction ». Le cas échéant, veuillez présenter une analyse comparative de la durée de vie utile de ces volets et de la durée de vie utile estimée par le client.

**Réponse :**

En référence au tableau Q-22.4 du préambule (iii), Énergir précise que l'information disponible dans ses bases de données internes correspond uniquement aux mesures implantées par ses clients. Cette liste de mesures est fournie à l'évaluateur indépendant qui détermine les durées de vie utiles de chacune des mesures.

Énergir ne dispose pas d'information sur la durée de vie utile estimée par le client pour son projet.

- 15.3 Veuillez présenter tout autre élément permettant d'apprécier l'incertitude entourant la réalisation des économies d'énergie financées par le PGEÉ.

**Réponse :**Robustesse des estimations de la durée de vie des mesures

Quoique les durées de vie déterminées par les évaluateurs indépendants lors des processus d'évaluation périodiques des différents volets des programmes du PGEÉ soient faites généralement à partir de revues de littérature et de balisages, elles demeurent robustes et même conservatrices dans plusieurs cas. Voici quelques exemples tirés des plus récents rapports d'évaluation déposés à la Régie.

Chaudières à efficacité intermédiaire et à condensation<sup>16</sup>

*« La durée de vie utile actuellement utilisée par Énergir est de 20 ans pour l'ensemble des chaudières admissibles aux deux volets évalués. Afin de réviser cette valeur, Econoler a effectué une revue de la littérature. Le Tableau 24 présente les résultats de la revue de la littérature pour les chaudières à efficacité intermédiaire et à condensation au gaz naturel, en ciblant les applications commerciales, industrielles et institutionnelles.*

---

<sup>16</sup> [Dossier R-4288-2024, pièce B-0087, Énergir-13, Document 7.](#)

Tableau 24 : Durées de vie utilisées dans la littérature

Région	Juridictions	>300 kBtu/h
Québec	Énergir	20 ans
<b>Volet Chaudières à efficacité intermédiaire</b>		
Connecticut	Energize Connecticut <sup>25</sup>	20 ans
Illinois	State of Illinois <sup>26</sup>	25 ans
Minnesota	Minnesota Energy Resources <sup>27</sup>	20 ans
New York	New York State Joint Utilities <sup>28</sup>	24 à 35 ans*
Rhode Island	National Grid <sup>29</sup>	25 ans
Massachusetts	Mass Save <sup>30</sup>	25 ans
<b>Volet Chaudières à condensation</b>		
Massachusetts	Mass Save	25 ans
Connecticut	Energize Connecticut	20 ans
Maine	Efficiency Maine <sup>31</sup>	24 ans
Mid-Atlantic	NEEP <sup>32</sup>	20 ans
Minnesota	Minnesota Energy Resources	20 ans
New York	New York State Joint Utilities	24 à 35 ans*
Rhode Island	National Grid	25 ans
Wisconsin	Wisconsin Focus on Energy <sup>33</sup>	25 ans

\* La durée de vie varie selon le matériau de la chaudière.

La revue de la littérature présente des durées de vie variant entre 20 et 35 ans pour les chaudières à efficacité intermédiaire et pour les chaudières à condensation. Bien que la majorité des juridictions utilisent une durée de vie de 25 ans, les études à la source de ces données sont des sources de durée de vie de l'équipement plutôt que de durée de vie de la mesure. Ainsi, la durée de vie de 20 ans pour les chaudières admissibles aux deux volets évalués est conservée. »

#### Hottes à débit variable<sup>17</sup>

« La durée de vie des systèmes de hottes à débit variable a été établie à 15 ans dans les évaluations précédentes. Cette durée de vie était basée sur l'examen des durées de vie utilisées par des organisations nord-américaines ainsi que sur l'information provenant des manufacturiers et installateurs. Cet exercice de balisage a été refait dans le cadre de la présente évaluation. Sur la base des informations provenant de sept distributeurs d'énergie au Canada et aux États-Unis, l'évaluateur maintient une durée de vie de 15 ans pour les systèmes de HDV. »

<sup>17</sup> Dossier R-4242-2023, pièce B-0096, Énergir-13, Document 5.

Tableau 4-4-1 : Durée de vie des systèmes de HDV selon différentes sources

	Organisme	Durée de vie estimée	Source utilisée lors de la précédente évaluation
	<b>Canada</b>		
1	Enbridge	15 ans	Oui
	<b>États-Unis</b>		
2	Idaho Power's	15 ans	Non
3	Ameren	15 ans	Oui
4	California Energy Wise (SocCalGas, Pacific Gas, PGE, SCE et SDGE)	15 ans	Oui
5	Peoples/North Shore Gas	15 ans	Oui
6	Hawaii Energy	15 ans	Oui
7	Illinois commercial food service program (ComEd, Ameren Illinois, People Gas et North Shore Gas)	15 ans	Oui

### Nouvelle construction<sup>18</sup>

« Le tableau 6.1 présente les résultats de cette recherche et notre proposition de durée de vie à retenir pour chacune des mesures. Cette proposition correspond au point milieu entre les durées de vie médianes minimum et maximum des différentes sources.

Tableau 6.1 — Durée de vie

Mesures	Nombre de projets	Durée de vie médiane			Références
		min.	max.	proposée	
Appareils de plomberie à faible débit	6	10	30	20	EXP
Éclairage efficace	22	10	20	15	DOE, EXP
Enveloppe performante	26	35	50	42,5	EXP
Pompes de circulation à débit variable	8	42	42	42	ASHRAE
Récupérateur de chaleur refroidisseur	13	25	35	30	ASHRAE
Récupérateur de chaleur ventilation	39	35	35	35	EXP
Sondes CO <sub>2</sub>	4	15	15	15	EXP
Thermopompes	6	17	40	28,5	ASHRAE, EXP
Ventilation Débit Variable	11	21,5	21,5	21,5	ASHRAE

Note : Les estimations provenant de ASHRAE sont en noir, celles de EXP sont en rouge et celles de DOE sont en vert.

Enfin, à partir de ces données, une durée de vie moyenne des projets de nouvelles constructions a été estimée. Pour ce faire, une moyenne pondérée a été calculée en multipliant la durée de vie proposée de chaque mesure par son occurrence parmi les projets évalués, ces multiplications ont été additionnées entre elles et cette somme a été divisée par le nombre total de mesures considérées parmi les 42 projets. Ce calcul a permis d'estimer la durée de vie des économies d'un projet de nouvelle construction à 30 années. »

<sup>18</sup> R-4242-2023-B-0099

### Études et implantation<sup>19</sup>

« Pour les sous-volets Encouragement à l'implantation, la durée de vie moyenne à appliquer aux économies est établie en déterminant, selon la littérature, une durée de vie pour chaque grande catégorie de mesures et en calculant une valeur moyenne pondérée pour chaque sous-volet en fonction des économies générées par ces mesures au cours de la période évaluée.

Pour la présente évaluation, Econoler a revu les durées de vie déjà établies lors de précédentes évaluations pour chaque grande catégorie de mesure. Elle s'est assurée que les données utilisées étaient encore à jour et a fait un balisage pour voir si de nouveaux documents ayant étudié les durées de vie de mesures semblables à celles mises en œuvre dans les sous-volets ont été publiés.

Le Tableau 22 présente les durées de vie recensées pour chaque catégorie de mesure et la valeur retenue. Les durées de vie des mesures présentées pour la période évaluée sont identiques à celles de la période précédente puisqu'aucune nouvelle étude n'a été publiée depuis et que les trois principales sources utilisées demeurent pertinentes. Ces sources sont :

- la Database for Energy Efficient Resources (DEER) de la California Energy Commission (CEC) et de la California Public Utility Commission (CPUC);
- une étude réalisée par GDS Associates, Inc. pour le compte de GasNetworks au Massachusetts;
- une étude réalisée par Energy & Resource Solutions pour le compte du Massachusetts Joint Utilities.

Il s'agit de trois sources fréquemment citées dans les manuels de référence techniques de plusieurs programmes d'efficacité énergétique dont la source d'énergie primaire est le gaz naturel, notamment ceux d'Energize Connecticut et de Mass Save. En effet, ces sources sont toujours pertinentes et factuelles puisque dans le cadre d'une étude réalisée en 2018 pour l'Ontario Energy Board afin d'estimer la durée de vie des mesures implantées dans les programmes d'Union Gas Limited et d'Enbridge Gas Distribution Inc, Micheal Energy s'y était principalement référé. La DEER est quant à elle une base de données utilisée obligatoirement par tous les programmes d'efficacité énergétique des sociétés d'électricité et de gaz naturel de la Californie, et sert de référence dans l'industrie.

---

<sup>19</sup> Dossier R-4209-2022, pièce B-0101, Énergir-13, Document 6.

Tableau 22 : Durées de vie recensées et retenues selon la catégorie de mesure

Catégorie de mesures	DEER CPUC	GasNetworks (GDS)	Massachusetts Joint Utilities	Durée de vie retenue
Récupération d'énergie	14	10/15/20	-	15
Mesures de contrôle	8/15	5/7/10/15	8/10	10
Réduction des fuites, de la pression, etc.	11/18	20	13/15	15
Modernisation de la chaufferie	20	18/25	25	22

Comme présenté au Tableau 23, la durée de vie moyenne de chacun des sous-volets est calculée à l'aide d'une moyenne pondérée en fonction du poids des économies de gaz naturel pour chaque catégorie de mesure implantée durant la période évaluée. Seules les catégories de mesure ayant rapporté plus de 5 % d'économie de gaz naturel, tous les sous-volets confondus, sont considérées dans le calcul. La catégorie « Autre » n'est pas considérée étant donné la diversité de mesures que peut contenir cette catégorie et le manque d'information associé.

Tableau 23 : Calcul des durées de vie moyennes des sous-volets  
Encouragement à l'implantation

Catégorie de mesure	Durée de vie (années)	Économie annuelle de gaz naturel		
		Sous-volet affaires	Sous-volet VGE industriel	Sous-volet VGE institutionnel
Récupération d'énergie	15	69 %	45 %	46 %
Mesures de contrôle	10	19 %	4 %	11 %
Réduction des fuites, de la pression, etc.	15	0 %	7 %	20 %
Modernisation de la chaufferie	22	6 %	7 %	4 %
Autre	-	6 %	36 %	19 %
<b>Durée de vie moyenne pondérée sur les économies</b>		<b>14 ans</b>	<b>16 ans</b>	<b>14 ans</b>
<i>Durée de vie moyenne du suivi interne</i>		<i>14 ans</i>	<i>15 ans</i>	

Comme résumé au Tableau 23, la durée de vie moyenne calculée pour le sous-volet affaires est de 14 ans et celle des sous-volets VGE industriel et VGE institutionnel est de 16 ans et 14 ans, respectivement. Les valeurs utilisées dans le suivi interne sont de 14 ans pour le sous-volet affaires et de 15 ans pour les sous-volets VGE. »

### Mise à jour quinquennale des durées de vie des mesures du PGEÉ

Également, si la Régie le juge nécessaire, Énergir pourrait effectuer une mise à jour quinquennale du tableau de la référence ii) afin de permettre à la Régie de constater la durée de vie moyenne pondérée à intervalles réguliers et, le cas échéant, ajuster la période d'amortissement des aides financières du PGEÉ.

### Précision des économies déterminées

Finalement, dans le cadre de certains volets comme l'*Implantation* et *Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments*, Énergir a mis en place une méthode de comptabilisation qui consiste à appliquer un taux d'ajustement aux économies brutes des mesures implantées.

Le taux d'ajustement permet de tenir compte des variations possibles entre les économies estimées avant la mise en œuvre d'une mesure et les économies réelles après la mise en œuvre.

#### *Volet Implantation*

Depuis le 1<sup>er</sup> février 2018, Énergir a mis en place un processus de vérification des économies, dont les résultats sont utilisés pour établir les taux d'ajustement applicables. Ce processus propose deux approches distinctes en fonction de la taille des projets :

- Pour les projets de petite taille, soit ceux présentant des économies de gaz naturel de moins de 500 000 m<sup>3</sup>, Énergir vérifie les économies de 20 % des projets, sélectionnés de manière aléatoire;
- Pour les projets de grande taille, soit ceux présentant des économies de gaz naturel de 500 000 m<sup>3</sup> et plus, Énergir exige que les participants soumettent un plan de suivi des économies. Une fois les mesures mises en œuvre et le suivi des économies terminé, les participants doivent soumettre à Énergir leur rapport de suivi des économies en précisant, s'il y a lieu, les écarts par rapport aux économies initialement calculées.

Les résultats de la plus récente évaluation déposée à la Régie en 2022<sup>20</sup> illustrent un facteur d'ajustement de 0,998 pour le sous-volet *Affaires* et de 1,000 pour les sous-volets *industriel et institutionnel*, c'est-à-dire que les économies estimées sont pratiquement équivalentes aux économies mesurées.

#### *Volet Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments*

Dans le cadre du processus d'évaluation du volet, une analyse des économies rapportées dans les rapports de suivi est effectuée afin de calculer un facteur d'ajustement aux économies comptabilisées lors de la phase d'implantation des projets.

Ce taux d'ajustement est obtenu en divisant les économies des rapports de suivi par les économies de la base de données des projets considérés dans l'analyse. Ce facteur est

---

<sup>20</sup> [Rapport d'évaluation des volets Études et Implantation, 20 décembre 2022.](#)

ensuite appliqué aux économies brutes présentées pour l'ensemble des projets complétés pendant la période d'évaluation. Cette approche permet d'ajuster les économies de la base de données pour refléter la situation réelle de fonctionnement des mesures.

Les résultats de la plus récente évaluation déposée à la Régie en 2023<sup>21</sup> illustrent un facteur d'ajustement de 0,90.

---

<sup>21</sup> [Rapport d'évaluation du volet Remise au point des systèmes mécaniques du bâtiment, 29 septembre 2023.](#)

EXEMPLE DE LA PROPOSITION DE PRÉSENTATION  
SOLDE DU MANQUE À GAGNER (TROP-PERÇU) AU 30 SEPTEMBRE 2024  
À RECEVOIR DES (À ÊTRE REMBOURSÉ AUX) CLIENTS  
(000 \$)

N° de ligne	DESCRIPTIONS	RÉFÉRENCES			
	<b>Établissement du (trop-perçu) / manque à gagner total</b>				
1	Base de tarification moyenne	(Énergir-6, Doc. 1, p. 1, col. 15, l. 38)	2 629 809		
2	Coût en capital autorisé	(Énergir-7, Doc. 1, p. 1, col. 6, l. 7)	6,12%		
3	Revenu net d'exploitation permmissible	(Énergir-4, Doc. 1, p. 1, col. 2, l. 24)	160 944		
4	Revenu net d'exploitation réel	(Énergir-4, Doc. 2, p. 1, col. 7, l. 35)	171 154		
5	Manque à gagner / (Trop-perçu) après impôt	(Énergir-4, Doc. 2, p. 1, col. 8, l. 35)	(10 210)		
6	Effet de l'impôt	(l. 5 x 26,50 % / 73,50 %)	(3 681)		
7	<b>Manque à gagner / (Trop-perçu) avant impôt</b>	(Énergir-4, Doc. 2, p. 1, col. 8, l. 12)	<b>(13 891)</b>		
8	<b>Partage du (trop-perçu) / manque à gagner par service</b>		<b>(TP) / MAG total</b>	<b>Quote-part allouée aux associés <sup>(1)</sup></b>	<b>Quote-part allouée aux clients <sup>(1)</sup></b>
9	Distribution - Trop-perçu à partager	(Énergir-8, Doc. 1, p. 3, col. 3, l. 1)-l.10 -l.11	(16 562)	(10 449)	(6 114)
10	Distribution - Découplage	(Énergir-9, Doc. 1, p. 1, col. 9, l. 24)	(8 926)		(8 926)
11	Distribution - Nivellement de la contribution GES	(Énergir-8, Doc. 1, p. 6, col. 1, l. 13 - p. 7, col. 1, l. 13)	5 276		5 276
12	Transport	(Énergir-8, Doc. 1, p. 3, col. 3, l. 3)	(8 745)		(8 745)
13	Équilibrage saisonnier	(Énergir-8, Doc. 1, p. 3, col. 3, l. 4)	15 087		15 087
14	Flexibilité opérationnelle	(Énergir-8, Doc. 1, p. 3, col. 3, l. 5)	911		911
15	SPEDE	(Énergir-8, Doc. 1, p. 3, col. 3, l. 2)	(1 022)		(1 022)
16	Frais de socialisation du GSR	(Énergir-8, Doc. 1, p. 3, col. 3, l. 6)	91		91
17	<b>Manque à gagner (Trop-perçu)</b>	(Énergir-8, Doc. 1, p. 3, col. 3, l. 7)	<b>(13 891)</b>	<b>(10 449)</b>	<b>(3 442)</b>
18	<b>Bonification aux associés</b>			<b>Bonification à verser aux associés</b>	
19	Quote-part des transactions d'optimisation financières	3 498 k\$ <sup>(2)</sup> X 10%		<b>(350)</b>	

<sup>(1)</sup> Partage du trop-perçu de Distribution

21	Trop-perçu de distribution à partager	(l.9)	<b>16 562</b>
22	Hausse de l'enveloppe OPEX autorisée (100 % clients)	(Énergir-4, Doc. 5, p. 1, l.18, col. 2 - Énergir-4, Doc. 1, p.1, l.16, col.1)	132
23	Trop-perçu de distribution résiduel	(a+b)	<b>16 695</b>
24	Avoir des actionnaires ordinaires	(Énergir-7, Doc. 1, p. 2, col. 3, l. 6)	1 226 209
25	Taux d'impôt	(Énergir-11, Doc. 1, p. 2, l. 57 + p. 3, l. 39)	26,50%
26	Trop-perçu net d'impôt	(c * (1 - e))	<b>12 271</b>
27	Points de base atteint	(f / d)	0,99%
28	Excédent des 50 premiers points de base	(g - 0,5%)	0,49%
29	< 50 points de base <sup>(1.1)</sup>	Si g < 0,5 % alors g * 75 % Si g > 0,5 % alors (c * 0,5 % / g) * 75 %	6 304
30	> 50 points de base <sup>(1.2)</sup>	Si g < 0,5 % alors non applicable Si g > 0,5 % alors (c * h / g) * 50 %	4 144
31	Quote-part du trop-perçu allouée aux associés	i	10 449
32	Trop-perçu alloué aux clients	(a - i)	6 114

<sup>(1.1)</sup> Les cinquante (50) premiers points de base du trop-perçu du service de distribution sont partagés à raison de 75 % aux associés et 25 % aux clients (D-2019-141, par. 118).

<sup>(1.2)</sup> Au-delà de cinquante (50) points de base, le partage se fait à raison de 50 % aux associés et 50 % aux clients.

<sup>(2)</sup> Les transactions financières sont détaillées au tableau 2 du document Énergir-12, Doc. 2.

## Annexe Q-11.1

## Conciliation des investissements utilisés aux fins de l'étude des taux avec ceux de la note des immobilisations corporelles aux états financiers au 30 septembre 2023 (000 \$)

	Selon l'étude des taux	Catégories d'actifs non considérées dans l'étude des taux	Subventions et contributions clients	Droits de mutation	Terrain	Ajustement pour projets majeurs	Ajustement norme comptable inventaire	Ajustement norme comptable abandon	Ajustement présentation fin d'année	Selon la note aux états financiers
	Pièce B-0110, E-Ldoc07, annexe A, page 5-2	Note 1	Note 2	Note 3	Note 4	Note 5	Note 6	Note 7	Note 8	Dossier R-4288-2024, pièce B-0016, E-03doc01, note 9
<b>Valeur historique</b>										
1	Distribution et biogaz	4 054 801	7 377	(391 684)	2 059	2 986	(3 000)	15 979		3 688 519
2	Transport	445 559		(287 810)	360	770	(70 000)		32 369	121 248
3	Entreposage	115 340	202		26	433	(37 600)			78 401
4	Installation générale	0	289 646	(182)						289 464
5	<b>Total valeur historique</b>	<b>4 615 701</b>	<b>297 225</b>	<b>(679 676)</b>	<b>2 446</b>	<b>4 189</b>	<b>(110 600)</b>	<b>15 979</b>	<b>0</b>	<b>4 177 632</b>
<b>Amortissement cumulé</b>										
6	Distribution et biogaz	2 099 927	5 859	(159 823)	1 655			(441 765)		1 505 853
7	Transport	275 355		(287 776)	290			899	32 369	21 137
8	Entreposage	36 205			21			(18 360)		17 865
9	Installation générale	0	162 058	(182)						161 876
10	<b>Total amortissement cumulé</b>	<b>2 411 487</b>	<b>167 917</b>	<b>(447 781)</b>	<b>1 965</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(459 226)</b>	<b>1 706 732</b>

Note 1 : Distribution : Les catégories spécifiques aux actifs de GSR (Z1106, Z1107, Z1153, Z1154, Z1155) sont exclues de l'étude des taux puisqu'elles sont amorties selon la durée du contrat signé avec le producteur.

Entreposage : La catégorie relative à l'inventaire de gaz coussin Z4200 ne fait pas partie de l'étude des taux puisqu'elle n'est pas amortissable.

Installation générale : Les catégories d'actifs spécifiques aux installations générales étant évaluées à l'interne, elles ne sont pas incluses dans le rapport sur l'étude des taux produit par la firme Concentric Advisors.

Note 2 : Les catégories de subventions et de contributions clients ne sont pas incluses dans l'étude des taux. Les taux d'amortissement qui leur sont appliqués sont déterminés en fonction des taux associés aux actifs auxquels elles se rapportent.

Note 3 : Les catégories relatives aux droits de mutation (Z1400, Z2700, Z3150 et Z4150) sont exclues de l'étude des taux puisqu'elles sont amorties sur une période fixe de 40 ans et sont exclues du coût de service.

Note 4 : Les catégories relatives aux terrains (Z1000, Z2000, Z3000 et Z4000) sont exclues de l'étude des taux puisqu'elles ne sont pas amortissables.

Note 5 : L'étude des taux est basée sur les soldes au 30 septembre 2023 et sera en vigueur du 1er octobre 2025 au 30 septembre 2030.

Deux projets majeurs, ayant des coûts significatifs, seront mis en service avant l'entrée en vigueur des nouveaux taux. Afin d'éviter que ces investissements importants, susceptibles de modifier le profil du groupe d'actifs concerné, ne soient exclus de l'étude, les consultants ont recommandé d'intégrer leur valeur au solde d'actifs au 30 septembre 2023. Cette approche permet d'assurer que les nouveaux taux tiennent adéquatement compte de ces ajouts.

Le premier projet correspond au doublage de la conduite située entre Saint-Flavien et Saint-Nicolas (R-4158-2021). La mise en service de ce projet a été effectuée durant l'année financière 2023-2024.

Le second projet correspond au remplacement des regazéificateurs de l'usine LSR (R-4178-2021), dont la mise en service se fera en partie durant les années financières 2024-2025 et 2025-2026.

Note 6 : Ajustement statutaire visant à transférer une portion des stocks en immobilisations corporelles.

Note 7 : Ajustement statutaire visant à refléter, dans les états financiers, la valeur des coûts d'abandon à titre de passif.

Note 8 : Ajustement à la présentation de fin d'année visant à refléter le retrait du volet subvention associé à un actif déjà retiré.