
**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'ACIG**

**APPROVISIONNEMENT DE GSR ET
SOCIALISATION DES VOLUMES DE GSR INVENDUS**

1. Références : (i) Énergir-H, Document 6, pièce [B-0160](#), p. 1 ;
(ii) R-4257-2024, Énergir-H, Document 6, pièce [B-0126](#), p. 1 ;
(iii) Énergir-Q, Document 1, pièce [B-0140](#), p. 5, l. 7 à 12 ;
(iv) R-4008-2017, Gaz-Métro 5, Document 3, pièce [B-0573](#), p. 74, l. 7 à 18.

Préambule :

- (i) Tableau intitulé « **Prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR – 2026 à 2029** »
- (ii) « Tableau intitulé « **Prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR – 2025 à 2028** »
- (iii) « *Le prix des frais de socialisation du GSR comporte les trois composantes décrites ci-après :*

1. *Le coût du CFR-surcoût GSR invendu, qui correspond à la formule ci-dessous, et qui représente le coût associé à des unités invendues de GSR qui devrait être socialisé pour atteindre le seuil fixé au Règlement. Un intérêt au taux moyen du capital pondéré en vigueur (CMPC) a été appliqué pour la Cause tarifaire 2025-2026 :*

*Volumes GSR invendu * (Tarif GSR – Tarif gaz de réseau – Tarif SPEDE) »*

- (iv) « **8.2 Calcul du surcoût**

Dans l'éventualité où le coût associé à des unités invendues de GNR devrait être socialisé (figure 1, case 4), Énergir procéderait de la façon suivante :

[...]

- *Tel qu'expliqué à la section 6.5 sur la durée de vie du GNR, le caractère renouvelable associé aux molécules de GNR invendues serait toujours reconnu. Énergir pourrait donc déclarer ces volumes de GNR dans le cadre de sa « Déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère ». De ce fait, les volumes de GNR transférés vers l'inventaire de gaz de réseau seraient réputés émissifs en considérant le facteur d'émission du GNR. »*

(Note en bas de page omise)

Demandes :

- 1.1 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez élaborer sur l'évolution de la demande volontaire.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.1 de demande de renseignements n° 1 de la FCEI, à la pièce Énergir-T, Document 5.

- 1.2 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez élaborer sur les actions qu'entreprend Énergir pour relancer cette demande volontaire.

Réponse :

L'annexe 1 de la pièce B-0160, Énergir-H, Document 6 présente les activités de commercialisation effectuées durant la dernière année afin de favoriser la demande volontaire. De plus, comme mentionné à la réponse à la question 16.7 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie (Énergir-T, document 2), les récentes modifications législatives offriront des opportunités pour rendre la demande volontaire de GSR plus attrayante.

- 1.3 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez élaborer sur l'impact tarifaire des volumes de GSR qui seront socialisés à la clientèle.

Réponse :

Les volumes invendus seront socialisés selon la méthode approuvée par la Régie dans sa décision D-2021-158 (section 11.3). Selon cette méthode, la valeur des volumes invendus qui serviront à déterminer le coût de la socialisation à utiliser dans le calcul du tarif de socialisation s'établit comme suit :

$$\text{Volumes GSR invendu} \times (\text{Tarif GSR} - \text{Tarif GNF} - \text{Tarif SPEDE})$$

Surcoût du GSR

Ainsi, l'impact tarifaire est tributaire des trois éléments composant le surcoût du GSR de même que du volume qui sera utilisé pour déterminer le tarif de socialisation.

À ce stade-ci, Énergir n'est pas en mesure de conclure sur l'évolution du tarif de socialisation sans connaître chacun des paramètres composant son calcul. Cependant, Énergir peut affirmer que chaque mètre-cube de GSR supplémentaire en vente volontaire a un effet positif sur le tarif de socialisation puisque ce volume supplémentaire est payé à sa juste valeur par le client volontaire plutôt que d'être socialisé.

- 1.3.1. Alors que l'ensemble des volumes de GSR socialisés le sont présentement au gaz de réseau, veuillez indiquer si Énergir pourrait attribuer des volumes de GSR invendus à des clients en achat direct, en proportion de leurs volumes consommés.

Réponse :

Conformément à la méthodologie approuvée par la Régie dans la décision D-2021-158 (section 11.3), lorsque des unités de GSR ne sont pas vendues volontairement, celles-ci sont transférées de l'inventaire GSR vers l'inventaire de gaz de réseau.

Toutefois, comme la Régie l'évoquait dans cette même décision au paragr. 613, tous les coûts et les économies associés à la socialisation sont retournés à l'ensemble de la clientèle.

Énergir avait expliqué lors de l'audience du 26 avril 2021 portant sur l'Étape C du dossier 4008, avoir regardé deux possibilités d'attribution des invendus de GSR (voir note sténographique A-0262_4008_NS-AudienceÉtapeC-Vol-23_26avril21, pages 33 à 36) et avoir opté pour attribuer les invendus de GSR au gaz de réseau. Énergir estime que la méthode d'attribution des invendus de GSR au gaz de réseau est la manière adéquate de procéder.

- 1.3.2. En lien avec les références (iii) et (iv), veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'ACIG qu'Énergir conserve le caractère renouvelable du GSR socialisé.

Réponse :

Énergir le confirme.

Selon la méthodologie approuvée par la Régie dans la décision D-2021-158, (section 11.3), Énergir déclare elle-même l'ensemble des volumes de GSR non vendus volontairement à sa clientèle dans le cadre de sa déclaration de gaz à effet de serre en vertu du Règlement sur la *déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*. Les économies de SPEDE ainsi réalisées sont par la suite retournées à l'ensemble de la clientèle, en réduction des frais de socialisation, tel que présenté à la réponse à la question 1.3.

- 1.3.3. Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'ACIG que les industriels consommant du gaz naturel en achat direct n'ayant pas atteint le seuil fixé au *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur* paient les frais de socialisation des unités de GSR invendues, mais ne peuvent déclarer le caractère renouvelable du GSR et n'ont pas accès aux crédits SPEDE, contrairement à la clientèle en gaz de réseau d'Énergir.

Réponse :

Énergir confirme qu'Énergir déclare elle-même l'ensemble des volumes de GSR non vendus volontairement à sa clientèle. Toutefois, contrairement à l'énoncé de l'intervenante, la méthodologie approuvée d'établissement du tarif de socialisation présentée à la réponse à la question 1.3 permet de traiter l'ensemble de la clientèle de la même façon. Les économies de SPEDE réalisés par Énergir ne sont pas retournées aux clients via le service du SPEDE, mais plutôt en crédit au niveau des frais de socialisation, de façon à en faire profiter l'ensemble de clients, tant les clients en achat direct que le reste de la clientèle.

- 1.3.4. Étant donné que les clients industriels d'Énergir ne peuvent actuellement faire reconnaître, aux fins de conformité au SPEDE, les réductions d'émissions associées aux unités de GSR dont les coûts sont socialisés, veuillez élaborer si Énergir serait ouverte au transfert des crédits de SPEDE associés aux unités de GSR socialisées aux émetteurs assujettis au SPEDE en achat direct afin de leur permettre de respecter leurs obligations réglementaires ? Si oui, veuillez détailler la méthode qui pourrait être mise en place pour assurer un tel transfert.

Réponse :

Non. Toutes les économies sont retournées de façon équivalente aux clients n'ayant pas atteint le seuil fixé au *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur*.

Dans le cas où un client industriel souhaite pouvoir faire reconnaître lui-même, aux fins de conformité au SPEDE, les réductions associées à des unités de GSR, il doit acquérir ces unités sous forme volontaire.

- 1.3.5. Afin de réduire l'impact tarifaire de la socialisation des volumes de GSR invendus, veuillez indiquer si Énergir serait prête à revoir l'actuelle méthodologie de socialisation. Veuillez élaborer sur les pistes de solution.

Réponse :

La méthodologie actuelle de socialisation sert à répartir le montant total du surcoût des volumes invendus de GSR. Changer la méthodologie de socialisation n'aurait pas d'impact sur le montant total à socialiser.

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 16.7 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie, à la pièce Énergir-T, Document 2, pour plus de détails sur les propositions qu'Énergir compte déposer en phase 1 du prochain dossier tarifaire afin de réduire les frais de socialisation.

CLIENTS AU TARIF D₅ ESTIMÉS INCAPABLES DE S'INTERROMPRE

2. Références :
- (i) Énergir-H, Document 3, pièce [B-0051](#), p. 18, l. 1 à 11 ;
 - (ii) R-4257-2024, N.S., contre-interrogatoire du panel 2, pièce [A-0033](#), p. 111, l. 2 à 18 ;
 - (iii) R-4257-2024, Énergir-S, Document 1 révisé, pièce [B-0219](#), p. 62, art. 14.4.2.7 ;
 - (iv) R-4257-2024, Énergir-T, Document 2, pièce [B-0116](#), p. 3, Q. 1.2, l. 8 à 12 ;
 - (v) R-4257-2024, Énergir-U, Document 1, pièce [B-0190](#), p. 1, Tableau 1 ;
 - (vi) R-4287-2024, Énergir-T, Document 1, pièce [B-0162](#), p. 24 et 25, Q. 7.2 ;
 - (vii) R-4257-2024, Énergir-T, Document 1, pièce [B-0115](#), p. 9, l. 1 à 4, et 10, l. 1 à 5, Q. 6.1 ;
 - (viii) R-4213-2022 Phase 2, [D-2023-116](#), p. 24 à 28, par. 80 à 92 ;
 - (ix) R-4257-2024, [D-2024-113](#), p. 23, par. 47 et 48.

Préambule :

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

(Notes en bas de page omises)

- (ii) « R. Ça revient à ça, mais comme on avait expliqué l'an passé aussi lors des audiences, dans le fond, on a remarqué cette journée-là le trois (3) février qu'il y avait des clients qui, pour de multiples raisons, là, que vous avez sorti la pièce ... l'explication qu'on avait donnée en audience, n'ont pas été capables de s'interrompre cette journée-là, qui représentaient à peu près quarante pour cent (40 %) du volume interruptible à cette occasion et dans le fond, dans le Plan d'approvisionnement on veut se prémunir contre une nouvelle occurrence de ça. Et la meilleure information qu'on a sur une estimation de quel pourcentage de la clientèle pourrait ne pas être en mesure de s'interrompre dans une journée très froid, bien on ... c'est le... l'échantillon qu'on a du trois (3) février là, sur lequel on se base. »

(iii) « **14.4.2.7 Clients considérés incapables de s'interrompre**

[...]

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

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

(iv) « 1.2 En lien avec la référence (iii), veuillez indiquer le nombre de clients qui y [référence à l'article 14.4.2.7] ont été assujettis au cours de l'hiver 2023-2024 en ventilant selon le ou les critères qui n'ont pas été rencontrés.

Réponse :

Pour l'hiver 2023-2024, huit client ont été assujettis :

- *Équipement non fonctionnel temporairement ou bris : 5*
- *Aucune alternative disponible (hormis GAI) : 1*
- *Capacité d'interruption trop courte : 1*
- *Aucun plan d'action visant l'arrêt ou la réduction de la consommation : 1 »*

(v) Document intitulé « **Réponse à la demande formulée par la Régie au panel 2 au sujet du tarif interruptible** », où se retrouve le Tableau 1 « **Contrats au tarif D₅ ne répondant pas aux critères d'interruption** »

(vi) Tableau Q-7.2 où Énergir présente la clientèle incapable de s'interrompre.

(vii) « 6.1 Veuillez préciser le nombre de clients interruptibles et les volumes inclus dans la prévision de la demande du service continu pour l'année 2024-2025. Veuillez également préciser l'impact sur la demande continue en journée de pointe, les outils d'approvisionnement en transport et les coûts du plan d'approvisionnement pour 2024-2025.

Réponse :

Énergir a inclus la consommation équivalente de 22 clients interruptibles dans la prévision de la demande continue en journée de pointe, représentant la capacité à risque de ne pas s'interrompre en journée de pointe, ce qui a eu pour effet d'augmenter la demande continue de 83,7 103m³ et la demande en journée de point de 21,6 TJ/j.

Sans l'ajout de ces 21,6 TJ/j à la demande de pointe, il ne serait pas nécessaire de conclure les achats des outils de pointe comme prévu actuellement au plan d'approvisionnement 2025-2028 et un excès de 17,4 TJ/j serait disponible pour la revente.

À titre indicatif, pour l'hiver 2025, Énergir estime la valeur de revente de 17,4 TJ/j de capacité de transport à environ 3,5 M\$. »

(viii) « **6.1.2 Ajout de l'article 14.4.2.7 aux CST**

[...]

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

[85] De plus, Énergir souligne que la mesure tarifaire proposée se veut temporaire, dans l'attente d'analyses additionnelles menant le plus rapidement possible à une solution davantage pérenne au problème posé par les clients au tarif D₅ estimés incapables de s'interrompre. [...]

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

(ix) « [47] Une consultation menée à l'été 2024 a permis à Énergir de confirmer le statut de cinq clients comme étant considérés incapables de s'interrompre, selon les critères actuellement prévus à l'article 14.4.4.7 des CST. Toutefois, elle considère que les autres clients au tarif interruptible ne sont pas à l'abri de problèmes ponctuels comme ceux vécus par 14 clients sur 22 à l'hiver 2023.

[48] Ainsi, Énergir est d'avis que la prise en compte, dans la demande du service continu des volumes équivalent à ceux des 22 clients considérés incapables de s'interrompre pour l'hiver 2023 est nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs. De plus, elle soumet que le contexte actuel est similaire à celui ayant mené à l'approbation par la Régie de la prise en compte de ces volumes dans la demande au service continu pour l'année tarifaire 2023-2024. »

Demandes :

- 2.1 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'ACIG que ce sont les volumes basés sur une consommation historique du 3 février 2023 qui sont inclus dans la demande du service continu et non les clients qui ne répondent pas aux critères de l'article 14.4.1 des CST d'Énergir.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 2.2 En lien avec la référence (iii), veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'ACIG que seuls les clients assujettis à l'article 14.4.2.7 doivent s'acquitter de frais supplémentaires pour couvrir les coûts liés aux outils réservés.

Réponse :

Si les « frais supplémentaires » auxquels l'ACIG fait référence sont ceux définis au deuxième paragraphe de l'article 14.4.2.7, Énergir le confirme.

- 2.3 En lien avec les références (iv), (v) et (vi), veuillez indiquer le nombre de clients qui ont été assujettis à l'article 14.4.2.7 au cours de l'hiver 2024-2025 en ventilant selon le ou les critères qui n'ont pas été rencontrés.

Réponse :

Pour l'hiver 2024-2025, six clients ont été assujettis :

- Équipement non fonctionnel temporairement ou bris : 5
- Aucune alternative disponible (hormis GAI) : 1

- 2.4 En lien avec la référence (vi), veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'ACIG, qu'en vertu de l'article 14.4.7, les trois clients dont le contrat de distribution au tarif D₅ vient à échéance le 30 novembre 2025 ne pourront pas prolonger ce même contrat pour l'hiver 2025-2026 sans un changement à leur capacité d'interruption.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 2.5 En lien avec la référence (vii) et (ix), veuillez indiquer les revenus tirés des clients assujettis à l'article 14.4.2.7 au cours des hivers 2023-2024 et 2024-2025, ainsi que la valeur des capacités de transport réservées par Énergir pour la consommation équivalente des 22 clients interruptibles du 3 février 2023.

Réponse :

Tandis que les revenus associés à l'application de l'article 14.4.2.7 ont été nuls au cours de l'année 2023-2024, ils se sont élevés à 1 031 178,69 \$ au cours de l'année 2024-2025.

Énergir peut quantifier la valeur des capacités de transport réservées en fonction des contrats qu'elle détient actuellement sur le marché primaire. Pour 21,6 TJ, la valeur annuelle est de 5,1 M\$. La valeur du remplacement de ces capacités sur le marché secondaire est difficilement quantifiable compte tenu de leur rareté ainsi que par la nature variable de leur valeur en fonction des écarts de prix réel. Il est à noter que la valeur est indicative, car Énergir planifie son plan d'approvisionnement de façon globale (et non pas morcelée) et que tout dépendant de la situation, la valeur marginale peut varier fortement.

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

Réponse :

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

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

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

- 2.7 En lien avec la référence (viii), veuillez élaborer sur l'état de la réflexion de la solution pérenne au problème posé par les clients au tarif D₅ estimés incapables de s'interrompre et le moment où cette solution pérenne sera déposée devant la Régie.

Réponse :

À ce stade-ci, Énergir ne compte pas proposer de modifications supplémentaires aux *Conditions de service* du tarif D₅ qui viseraient la problématique de la non-interruption.

Toutefois, dans le cadre de l'étude de la phase 4 du dossier R-3867-2013, où il sera, entre autres, question de la nouvelle offre interruptible, Énergir pourrait proposer des modifications en rapport avec la preuve déposée en phase 2B, sujet 1A (pièce B-0656, Gaz Métro-5, Document 13) et partiellement approuvée par la Régie dans la décision D-2021-109. En effet, la situation ayant mené aux modifications relatives au tarif D₅ étant survenue après cette phase, Énergir s'assurera de réétudier les modalités de la nouvelle offre interruptible avec cette expérience récente en tête.

- 2.8 En lien avec la référence (i), veuillez élaborer sur l'expression « *en l'absence d'indication contraire* » et sa signification dans le contexte de la phrase où elle est mentionnée.

Réponse :

L'hiver froid 2022-2023 a mené Énergir à constater que certains clients interruptibles peuvent se tourner vers de grandes quantités de retraits interdits en cas d'absence d'une solution alternative à un coût raisonnable. Énergir a par ailleurs constaté qu'une journée de grand froid est plus propice à ce que des équipements qui permettent aux clients de se tourner vers d'autres sources d'énergie ne fonctionnent pas et qu'ils consomment,

malgré les pénalités élevées, du gaz naturel en retrait interdit. Ainsi, « en l'absence d'indication contraire », donc en l'absence d'éléments probants qui pourraient assurer à Énergir que cette situation ne se reproduirait plus, il serait plus prudent d'inclure les volumes de retraits interdits constatés le 3 février 2023 dans la demande de la journée de pointe.

- 2.9 En lien avec la référence (ix), Énergir mentionnait lors de la cause tarifaire 2024-2025 un contexte actuel similaire que lors de la cause tarifaire 2023-2024. Veuillez préciser si le même contexte prévaut et veuillez décrire les facteurs déterminants de ce contexte.

Réponse :

Énergir soumet que le contexte n'a pas changé entre les deux causes tarifaires en raison de la faible disponibilité des outils de transport pouvant acheminer les molécules de gaz naturel vers la franchise d'Énergir lors des journées de pointe. Ainsi, Énergir a des raisons de croire qu'en cas de très forte demande de GAI provoquant une forte hausse de leur prix et une indisponibilité en franchise, certains clients au tarif interruptible se tourneraient vers les retraits interdits pour pallier leur consommation de gaz naturel.

ÉVOLUTION DES DÉPENSES D'EXPLOITATION

3. Références : (i) Énergir-N, Document 8, pièce [B-0130](#), p. 3, l. 4 à 22 ;
(ii) Énergir-N, Document 8, pièce [B-0130](#), p. 4, l. 6 à 10 ;
(iii) R-4018-2017 Phase 2, GM-N, Document 20, pièce [B-0112](#), p. 1 à 15 ;
(iv) R-4018-2017 Phase 2, GM-N, Document 11, pièce [B-0104](#), p. 6 à 8.

Préambule :

- (i) « Au cours de cette période d'allègement, Énergir a travaillé activement à mettre en place une structure de gouvernance axée sur l'optimisation et l'amélioration continue des pratiques de l'entreprise. Énergir souligne que cette initiative a permis d'ajuster de 3,1 M\$ à la baisse le point de départ des dépenses d'exploitation lors de la reconduction de la formule paramétrique au dossier tarifaire 2022-2023.

À la lumière du niveau de dépenses d'exploitation soumises ci-dessous, il est aussi possible de constater que cette initiative a porté fruit. En effet, si Énergir avait utilisé la formule pour établir ses dépenses d'exploitation pour le présent dossier tarifaire, celles-ci auraient été établies à 265,9 M\$, alors que la proposition actuelle est à un niveau inférieur, soit 261,9 M\$. Cet écart provient principalement d'une hausse anticipée des avantages sociaux futurs qui, au moment de calculer la formule, aurait été appliquée au-delà des paramètres d'indexation. Malgré ce coût additionnel d'avantages sociaux, Énergir soumet au présent dossier des dépenses d'exploitation dont la hausse est inférieure à l'inflation observée depuis le dernier dépôt détaillé. En effet, la variation observée entre les dépenses réelles de l'exercice financier 2018-2019 et celles soumises ci-dessous est équivalente à une hausse de 3,0 % par année, ce qui est inférieur à l'inflation observée pour la même période (3,1 % en moyenne d'inflation réelle et anticipée d'ici le 30 septembre 2026. »

(Notes en bas de page omises)

- (ii) « Considérant que les budgets de dépenses d'exploitation des dernières années étaient déterminés à l'aide d'une formule paramétrique, leur répartition détaillée par secteur n'est pas disponible. Conséquemment, la comparabilité avec les données ne pourra s'effectuer qu'avec celles réalisées au cours des premiers mois de l'année tarifaire 2024-2025 et celles déjà présentées aux rapports annuels. »
- (iii) Document intitulé « DÉPENSES D'OPÉRATION ET PLAN DE MAIN-D'ŒUVRE POUR LES EXERCICES CLOS LES 30 SEPTEMBRE 2018 ET 2019 – INFORMATIONS PAR SECTEUR (000 \$) »
- (iv) Trois tableaux, « Tableau sur l'évolution des dépenses d'exploitation pour les années financières closes le 30 septembre », « Tableau sur l'évolution des dépenses d'exploitation/volume (en dollars constants) » et « Tableau sur l'évolution des dépenses d'exploitation/client (en dollars constants) »

Demandes :

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

Réponse :

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

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

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

- 3.2 En lien avec la référence (i), veuillez préciser si le résultat de 265,9 M\$ intègre l'ajustement à la baisse de 3,1 M\$ du point de départ des dépenses d'exploitation lors du dossier tarifaire 2022-2023.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 3.2.1. En cas de réponse positive, veuillez fournir le résultat de la formule paramétrique pour l'année tarifaire 2025-2026 sans aucun ajustement depuis 2018-2019.

Réponse :

Si le budget des dépenses d'exploitation de la CT 2022-2023 selon la formule paramétrique avait été calculé en utilisant comme point de départ la CT 2021-2022, le résultat de la formule paramétrique pour l'année tarifaire 2025-2026 aurait été de 268,9 M\$.

- 3.3 En lien avec la référence (i), veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'ACIG que la proposition actuelle d'Énergir (261,9 M\$) est équivalente à une hausse de 3,0 % par année depuis 2018-2019 et que le résultat de la formule paramétrique (265,9 M\$) occasionnerait une hausse supérieure.

Réponse :

Énergir confirme.

- 3.3.1. En cas de réponse positive, veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'ACIG que la formule paramétrique a fourni une évolution des dépenses d'exploitation supérieure à l'inflation observée.

Réponse :

Les paramètres de la formule paramétrique sont basés en grande partie sur l'inflation. Pour fins de rappel, les composantes de la formule paramétrique autorisées par la Régie sont l'inflation des salaires pondérée à 75 %, l'inflation selon l'IPC Québec pondérée à 25 % et un facteur de variation du nombre de clients anticipés pondéré à 75 %. L'évolution des enveloppes des dépenses d'exploitation a donc suivi l'évolution de ces paramètres. À noter également que l'inflation des salaires sur cette période a été plus importante que celle de l'IPC.

- 3.4 En lien avec les références (ii) et (iii), considérant les nombreux changements aux secteurs et l'absence de budget comparable, veuillez fournir davantage d'informations afin de permettre de mieux analyser l'évolution du budget d'exploitation au cours des dernières années.

Réponse :

Énergir présente chaque année, dans le cadre du rapport annuel, une pièce détaillant les dépenses d'exploitation, d'une part par secteur, d'autre part par nature. Lorsque des changements à la structure des secteurs ont été apportés, ils ont été intégrés dans cette pièce. Les informations ainsi disponibles permettent, selon Énergir, d'analyser l'évolution des dépenses d'exploitation au cours des dernières années.

- 3.5 Veuillez confirmer qu'Énergir détient l'information relative à ses budgets historiques et qu'il y a une importante asymétrie d'information envers les intervenants de la Régie à ce sujet.

Réponse :

Au cours des six dernières années, la Régie a autorisé Énergir, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, à établir le montant des dépenses d'exploitation selon une formule

paramétrique, contraignant ainsi la croissance de ses dépenses d'exploitation. Un des objectifs de cette mesure visait à alléger le processus lié à la préparation des dossiers tarifaires. Il est donc normal que des informations aussi détaillées que celles offertes au présent dossier n'aient pas été préparées pour ces années antérieures.

De plus, comment mentionné à la réponse à la question 3.5, Énergir présente chaque année dans le cadre du rapport annuel une pièce détaillant les dépenses d'exploitation par secteur et par nature.

- 3.6 En lien avec la référence (iv), veuillez compléter ces trois tableaux avec les nouvelles données disponibles à ce jour.

Réponse :

Dans le cadre de la décision D-2022-123, au paragraphe 30, la Régie approuve le transfert des données citées en page 6 de la référence (iv) dans la pièce de la base de données historiques déposée dans le cadre du rapport annuel, et de cesser la présentation graphique des pages 7 et 8 citées à la référence (iv).

Les données des tableaux citées en page 6 de la référence (iv) sont disponibles aux pages 19 à 26 de la pièce B-0100, Énergir-16, Document 1 du dossier du Rapport annuel 2024 (R-4288-2024).

**RECONDUCTION DU MODE DE PARTAGE DES ÉCARTS DE RENDEMENT
ET DU MÉCANISME DE DÉCOUPLAGE DES REVENUS**

4. Références : (i) Énergir-G, Document 4, pièce [B-0081](#), p. 6, l. 13 à 17 ;
(ii) Énergir-G, Document 4, pièce [B-0081](#), p. 8, l. 13 à 18 ;
(iii) R-4287-2024 Phase 1, [D-2025-043](#), p. 9, par. 21 à 23.

Préambule :

- (i) « Ainsi, Énergir présente ci-après un balisage effectué à l'égard des modes de partage des écarts de rendement, lequel a été appliqué aux exercices terminés en 2024 pour des entités canadiennes comparables. Sans tenir compte du contexte réglementaire de chacune des entreprises ci-après, Énergir constate que son mode de partage demeure, encore aujourd'hui, parmi les plus contraignants des distributeurs gaziers canadiens. »
- (ii) « Cependant, dans les circonstances où le cadre réglementaire d'Énergir sera visé par des propositions de changement lors de la Cause tarifaire 2026-2027, il apparaît opportun de ne reconduire le mécanisme de partage des écarts de rendement ainsi que le mécanisme de découplage des revenus que pour l'exercice 2025-2026. Cela permettra de les examiner à nouveau lors de l'exercice suivant, à la lumière des changements proposés, et d'en évaluer la pertinence. »
- (iii) « [21] **Pour ces motifs, la Régie reconduit le taux de rendement de 8,9 % sur l'avoir ordinaire présumé pour les années tarifaires 2025-2026 et 2026-2027.**

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

[23] **Ainsi, la Régie demande à Énergir de déposer, dans le cadre du dossier tarifaire 2026-2027, une mise à jour du complément de preuve déposé comme pièce B-0016 au présent dossier. Elle lui demande également de commenter l'opportunité d'établir, pour les années subséquentes, un modèle paramétrique pour l'établissement d'un taux de rendement sur les capitaux propres. »**

Demandes :

- 4.1 En lien avec la référence (i), veuillez préciser si la Régie doit tenir compte du contexte réglementaire pour établir le mode de partage des écarts de rendement d'Énergir.

Réponse :

Comme mentionné à la page 6 de la pièce B-0081, Énergir-G, Document 4, dans sa décision à l'égard de la reconduction du mode de partage pour les années tarifaires 2022-2023 à 2024-2025, la Régie expliquait ceci :

« Par ailleurs, la Régie juge que les motifs invoqués dans la décision D-2019-141, par. 109 à 118, au soutien de l'autorisation du mode de partage des écarts de rendement demeurent toujours pertinents. »¹

Les motifs pris en compte par la Régie pour autoriser la précédente reconduction du mode de partage se limitent :

- à un balisage des modes de partage (sans analyse des contextes réglementaires) d'entités canadiennes comparables déposé au dossier R-4076-2018;
- au fait qu'une proportion importante du revenu requis en distribution d'Énergir est déterminée soit par une formule paramétrique, soit en fonction des investissements passés inclus à sa base de tarification; et
- à la présence du mécanisme de découplage des revenus, qui élimine la possibilité de générer des TP à partir d'écarts de prévision volumétrique.

Énergir s'est efforcée de traiter tous ces éléments contextuels dans sa demande.

4.1.1. En lien avec la référence (i), veuillez préciser l'interprétation que l'on doit donner à l'expression utilisée par Énergir « *Sans tenir compte du contexte réglementaire de chacune des entreprises ci-après* ». Quelles sont les distinctions qui sont nécessaires pour faire une comparaison adéquate des modes de partage des distributeurs gaziers comparables ?

Réponse :

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

En complément, Énergir vous réfère aussi à sa réponse à la question 15.3 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie, à la pièce Énergir-T, Document 2, sur la présence de mécanismes de découplage chez les autres distributeurs canadiens.

¹ Décision D-2022-025, paragr. 45.

- 4.2 En lien avec la référence (ii), veuillez élaborer sur les propositions de changement qui seront déposées lors de la cause tarifaire 2026-2027.

Réponse :

Énergir fait référence aux changements sur ses futurs dossiers tarifaires à la suite de l'adoption de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* le 7 juin 2025. Cela étant dit, les analyses sont toujours en cours afin d'en arriver à des propositions qui respecteront les dispositions transitoires de la loi précitée et les modifications apportées à la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

- 4.3 En lien avec les références (ii) et (iii), veuillez commenter sur le fait que la période de reconduction du taux de rendement et du mode de partage des écarts de rendement seraient différentes. Veuillez élaborer sur les avantages et inconvénients.

Réponse :

Pour donner suite à l'adoption de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* le 7 juin 2025, Énergir travaille à l'élaboration de propositions qui devraient être déposées à l'automne 2025. Comme expliqué dans la pièce B-0081, Énergir-G, Document 4, les éléments introduits par la loi précitée pourraient affecter, entre autres, l'établissement de dossiers tarifaires pluriannuels ainsi que l'élaboration de plans d'approvisionnements sur un horizon de 10 ans. L'analyse simultanée de ces propositions et du mode de partage des écarts de rendement présente l'avantage d'un meilleur arrimage de ce dernier avec les changements qui seront proposés. Ces propositions alourdissant déjà le processus d'analyse du dossier tarifaire 2026-2027, Énergir est d'avis que l'exercice complet d'analyse du taux de rendement, prévu au dossier 2027-2028, permet aussi d'équilibrer le contenu devant être traité sur deux années.

- 4.4 En lien avec les références (ii) et (iii), veuillez préciser si l'implantation d'un modèle paramétrique pour l'établissement d'un taux de rendement sur les capitaux propres pourrait avoir un impact sur le rendement généré par Énergir.

Réponse :

Les réflexions sur un éventuel modèle paramétrique pour l'établissement de son taux de rendement venant à peine de débiter, Énergir n'est pas en mesure d'en évaluer les impacts sur son rendement et sur le mode de partage des écarts de rendement.

- 4.4.1. Veuillez préciser si ce modèle pourrait avoir un impact sur l'amplitude des écarts de rendement soumis au mode de partage.

Réponse :

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 4.4.

- 4.5 Selon Énergir, serait-il avantageux de revoir le mode de partage des écarts de rendement avant de décider de l'opportunité de mettre en place un modèle paramétrique pour l'établissement d'un taux de rendement sur les capitaux propres. Veuillez élaborer.

Réponse :

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 4.4.

MODIFICATION DU CALCUL DU PRIX DU GSR

5. Références : (i) Énergir-Q, Document 11, pièce [B-0150](#), p. 5, Tableau 1 ;
(ii) Énergir-Q, Document 11, pièce [B-0150](#), p. 6, l. 8 à 14.

Préambule :

- (i) Tableau 1, « *Historique du CFR d'écart de prix cumulatif GSR* », où Énergir présente l'évolution des soldes à récupérer de ce CFR.
- (ii) « *Pour la composante 3 associée au surcoût du GSR invendu, la même incohérence s'observe sur les volumes utilisés au dénominateur. Effectivement, le solde du surcoût du GSR invendu au-delà du seuil est récupéré au moment de l'achat du GSR, alors que la formule de la composante utilise les volumes de vente de GSR prévus à la cause tarifaire. Ainsi, malgré le fait que le surcoût du GSR invendu soit nul depuis son origine, Énergir propose d'utiliser comme nouveau dénominateur le total des volumes d'achats GSR au lieu du total des volumes de vente GSR prévus à la cause tarifaire.* »

Demandes :

- 5.1 En lien avec la référence (i), veuillez élaborer sur les facteurs derrière l'évolution du solde du CFR d'écart de prix cumulatif GSR.

Réponse :

Énergir invite l'ACIG à se référer à la réponse à la question 16.3 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie, à la pièce Énergir-T, Document 2.

- 5.1.1. Veuillez préciser quels sont les facteurs qui pourront influencer à la hausse ou à la baisse ce CFR lors des prochaines années.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 5.1.

- 5.2 En lien avec la référence (ii), veuillez préciser si ce changement pourrait faire porter à la clientèle non-volontaire des coûts qui ne sont pas liés au *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur* en cas de socialisation.

Réponse :

La proposition d'Énergir concerne uniquement la correction d'une incohérence dans le calcul des composantes 2 et 3 du tarif GSR, comme détaillé à la réponse aux questions 16.3 et 17.1 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie (pièce Énergir-T, Document 2).

Bien que le tarif de GSR constitue un intrant dans le calcul des frais de socialisation, la proposition d'Énergir ne change en rien la mécanique actuelle de calcul de ces frais ni les types de clientèles auprès desquelles il sera facturé.

ÉVOLUTION DES TARIFS D'ÉQUILIBRAGE

6. Référence : (i) Énergir-Q, Document 1, pièce [B-0140](#), p. 8, l. 1 à 8.

Préambule :

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

Demandes :

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

Réponse :

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

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

- 6.1.1. Veuillez préciser quels étaient les manquements avec l'ancienne méthodologie.

Réponse :

L'ancienne méthode utilisait uniquement les paramètres A et P des clients personnalisés, soit ceux consommant plus de 75 000 m³ par an. Cette méthode induisait un biais et assumait que les petits clients au tarif D_1 avaient un profil de consommation similaire.

6.1.2. Veuillez élaborer sur les avantages de recourir à cette nouvelle méthodologie.

Réponse :

Un tarif d'équilibrage moyen au tarif D₁ plus représentatif permet de mieux allouer le revenu requis et, par le fait même, de réduire l'interfinancement entre tarifs.

6.2 En lien avec la référence (i), veuillez indiquer s'il y a un gain ou une perte tarifaire lié au changement de la méthodologie pour le reste de la clientèle.

Réponse :

Le tableau suivant résume les gains et pertes tarifaires par tarif liés au changement de méthodologie au calcul du taux moyen du tarif D₁.

**Tableau Q-6.2
Comparaison des revenus d'équilibrage par tarif
selon la méthode de calcul du taux moyen du tarif D₁**

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

Au global, le changement de méthodologie n'engendre pas de hausse du coût de service.

6.3 En lien avec la référence (i), veuillez élaborer sur les raisons qui empêchaient d'effectuer ce changement dans le passé et les circonstances qui ont amené ce changement dans le présent dossier.

Réponse :

Auparavant, le rapport utilisé pour calculer les revenus d'équilibrage ne comptait que les paramètres A et P des clients au tarif personnalisé. Dans un souci d'amélioration continue, lors d'un projet TI révisant des outils utilisés pour de la génération des tarifs proposés, l'extraction des données a été modifiée afin d'inclure tout client actif lors de la période

d'observation. Ce changement permet donc d'utiliser l'ensemble des paramètres plutôt qu'un échantillon pour mieux constituer un taux moyen au tarif D₁.

- 6.4 En lien avec la référence (i), veuillez fournir les analyses effectuées pour comparer la nouvelle méthodologie à l'ancienne méthodologie ou tout autre document supportant ce changement.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 6.2.

**ALLONGEMENT DE LA PÉRIODE D'AMORTISSEMENT
DES AIDES FINANCIÈRES DU PGEÉ**

7. Références :
- (i) R-3584-2005, HQD-3, Document 2, pièce [B-1](#), p. 5, l. 22 et 23 et p. 6, l. 1 à 6 ;
 - (ii) R-3584-2005, HQD-3, Document 2, pièce [B-1](#), p. 7, Tableau 1.1 ;
 - (iii) R-3584-2005, [D-2006-56](#), p. 10 ;
 - (iv) R-4270-2024 Phase 3, HQD-2, Document 2.2, pièce [B-0114](#), p. 19, Tableau 12 ;
 - (v) R-4270-2024 Phase 3, HQD-4, Document 1, pièce [B-0031](#), p. 10, l. 1 à 11 ;
 - (vi) R-3987-2016 Phase 2, [D-2017-094](#), p. 40, par. 75 à 77 et p. 41, par. 81 ;
 - (vii) R-4287-2024 Phase 2, Énergir-K, Document 4, pièce [B-0099](#), p. 3, l. 10 à 15 ;
 - (viii) R-4287-2024 Phase 2, Énergir-K, Document 4, pièce [B-0099](#), p. 4, l. 11 à 20 ;
 - (ix) R-4287-2024 Phase 2, Énergir-K, Document 4, pièce [B-0099](#), p. 6, l. 4 à 8 ;
 - (ix) Énergir, [Rapport sur la résilience climatique 2024](#), p. 56, Graphique 8.

Préambule :

- (i) « Les deux principes suivants ont guidé le Distributeur dans sa revue de la période d'amortissement :
 - Le principe d'appariement nécessite d'amortir les investissements du PGEÉ sur une période équivalente à la période pour laquelle les bénéfices des mesures d'économie d'énergie sont anticipés.
 - Le principe de prudence nécessite de prendre en considération le degré d'incertitude qui existe quant au niveau des bénéfices anticipés (c.-à-d. les économies d'énergie). »
- (ii) Tableau 1.1, « Hypothèses sous-jacentes pour la durée de vie moyenne du PGEÉ », où la durée de vie moyenne des mesures du PGEÉ est évaluée selon une moyenne pondérée des GWh évités.
- (iii) « Le Distributeur propose de modifier la période d'amortissement en tenant compte de deux principes, soit ceux de l'appariement, qui oblige à amortir les investissements du PGEÉ sur une période équivalente à celle pour laquelle les bénéfices des mesures d'économie d'énergie sont anticipés, et de la prudence, qui prend en considération le degré d'incertitude associé à l'anticipation des bénéfices.

Selon le Distributeur, la durée de vie moyenne des mesures du PGEÉ est de 13 ans. Quant à l'incertitude associée aux économies d'énergie, il rappelle

que le PGEÉ doit évoluer selon la participation de sa clientèle, la réaction du marché et les changements prévisibles et souhaitables de la réglementation en la matière. Par prudence, le Distributeur évalue la période d'amortissement souhaitable à 10 ans. Cependant, afin de ne pas agir rétroactivement sur les investissements dont l'amortissement est déjà commencé, il demande de n'appliquer cette nouvelle règle qu'à compter du 1^{er} janvier 2006.

[...]

La Régie juge qu'une période d'amortissement de 10 ans est appropriée puisqu'elle respecte les principes évoqués de l'appariement et de la prudence. Elle fixe à 10 ans, pour les dépenses encourues à partir du 1^{er} janvier 2006, la période d'amortissement des dépenses du compte de frais reportés du PGEÉ. »

(Note en bas de page omise)

- (iv) Tableau 12, « Durées de vie moyennes – Programmes d'EE et de GDP », où la durée de vie moyenne des mesures des programmes d'EE et de GDP est évaluée selon une moyenne pondérée des aides financières prévues.
- (v) « Dans sa décision D-2006-56, la Régie jugeait approprié la proposition du Distributeur d'établir une période d'amortissement de 10 ans pour les mesures d'EE. Cette proposition s'appuyait sur une durée de vie moyenne des mesures à 13 ans, réduite à 10 ans par prudence. Elle a été maintenue depuis.

Or, le portefeuille de mesures ayant évolué depuis cette époque, le Distributeur juge opportun de revoir la période d'amortissement afin qu'elle tienne compte de la durée de vie moyenne estimée de l'ensemble des programmes d'EE et de GDP, celle-ci ayant été actualisée à 15 ans comme illustrée au tableau 12 de la pièce HQD-2, Document 2.2 (Section 4).

Le Distributeur propose donc de rehausser la période d'amortissement à 15 ans pour les dépenses encourues dont la mise en service annuelle est prévue au 31 décembre 2024, et ce, afin de refléter ce changement dès 2025 pour la fixation des tarifs. »

- (vi) « [75] Gaz Métro tient compte du poids relatif des aides financières ainsi que de la durée de vie de chacun des programmes du PGEÉ pour déterminer la durée de vie moyenne pondérée des mesures du PGEÉ, qu'elle évalue à 18 ans.

[76] Elle juge préférable d'utiliser le poids relatif des aides financières pour calculer la durée de vie moyenne pondérée des mesures du PGEÉ considérant qu'elle cherche à amortir un coût, soit les aides financières, plutôt que d'utiliser les économies d'énergie comme le suggère SÉ-AQLPA.

[77] Bien que les aides financières devraient être amorties sur la durée de vie de 18 ans selon le principe d'appariement, Gaz Métro propose plutôt d'être conservateur dans l'approche et de réduire la période d'amortissement à 10 ans. Selon le Distributeur, le principe de prudence est primordial considérant l'incertitude associée aux économies d'énergie à plus long terme, l'évolution de la réglementation en la matière et les durées de vie des

programmes qui peuvent varier en fonction des prochaines évaluations de programme. »

[...]

[81] Au présent dossier, la preuve fait état de deux méthodes différentes pour évaluer la durée de vie de l'actif réglementaire lié aux aides financières du PGEÉ. Une méthode est retenue par HQD [pondérer par les économies d'énergie], l'autre par Gaz Métro [pondérer par les aides financières]. Ces deux méthodes ont un fondement logique qui leur est propre. »

(Note en bas de page omise)

(vii) « Dans le cadre du présent dossier, **Énergir, s.e.c. (Énergir) demande à la Régie d'allonger la période d'amortissement des aides financières de son PGEÉ de 10 ans à 15 ans pour les aides financières versées à partir du 1^{er} octobre 2025.** Cette demande vise à ce que la période d'amortissement reflète mieux la durée de vie des mesures d'économies d'énergie subventionnées par les programmes du PGEÉ, ce qui permettrait d'atténuer les impacts tarifaires du PGEÉ lors des prochaines années. »

(viii) « La durée vie moyenne des économies d'énergie du PGEÉ pondérée en fonction des budgets autorisés d'aide financières pour l'année 2025-2025 du PGEÉ est de 16,5 ans, comme en fait foi le tableau 1 de la page suivante.

Énergir souhaite une meilleure adéquation entre la période d'amortissement des aides financières de son PGEÉ et de la durée de vie utile pondérée des mesures d'économies d'énergie des programmes du PGEÉ, de manière à rapprocher les coûts et les bénéfices générés par les mesures d'économies d'énergie que recevront les clients participants pendant plusieurs années selon le principe d'appariement reconnu par la Régie.

Par conséquent, une période d'amortissement des aides financières du PGEÉ de 15 ans est jugée plus adéquate par Énergir, comparativement à la période actuelle de 10 ans. »

(Note en bas de page omise)

(ix) « Cette analyse a été effectuée en utilisant l'impact marginal de la proposition d'Énergir sur les montants d'aides financières autorisés du PGEÉ de 59,0 M\$ pour l'année 2025-2026. Énergir prévoit que ce changement générera un impact tarifaire à la baisse de 8,6 M\$ sur 10 ans et que l'effet s'inversera ensuite, pour se stabiliser avec un léger impact tarifaire cumulatif net à la hausse de 1,3 M\$ à l'année 16. »

(Notes en bas de page omises)

(x) Graphique 8, « Trajectoire 2050 – Une vision de l'énergie distribuée faible en carbone », où Énergir partage ses prévisions de volumes d'énergie sous forme gazeuse distribuée. Il est possible d'observer un déclin des volumes à l'horizon 2050 dans l'ensemble des catégories de clients.

Demandes :

- 7.1 En lien avec les références (i) et (iii), veuillez confirmer que les principes d'appariement et de prudence doivent être tenus en compte lors de l'établissement de la période d'amortissement des aides financières du PGEÉ. Dans la négative, veuillez élaborer.

Réponse :

Les références (i) et (iii) ne sont pas tirées d'un dossier déposé par Énergir :

- Concernant le principe d'appariement, Énergir réfère l'ACIG à la référence (viii);
- Concernant le principe de prudence, Énergir réfère l'ACIG à la réponse à la question 22.1 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie, à la pièce Énergir-T, Document 2.

- 7.1.1. En lien avec la référence (viii), veuillez confirmer la compréhension de l'ACIG qu'Énergir n'a pas tenu compte du principe de prudence dans l'analyse soumise au présent dossier. Veuillez élaborer sur les raisons.

Réponse :

Énergir réfère l'ACIG à la réponse à la question 22.1 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie, à la pièce Énergir-T, Document 2.

- 7.1.2. Si Énergir avait tenu compte du principe de prudence, veuillez détailler l'impact sur la période d'amortissement choisie pour les aides financières du PGEÉ.

Réponse :

Énergir réfère l'ACIG à la réponse à la question 7.1.1.

- 7.1.3. En lien avec les références (vi) et (x), veuillez confirmer qu'il existe un degré d'incertitude quant aux niveaux des bénéfices anticipés du PGEÉ, soit les économies d'énergie, en raison de *l'incertitude associée aux économies d'énergie à plus long terme, l'évolution de la réglementation en la matière et les durées de vie des programmes qui peuvent varier en fonction des prochaines évaluations de programme*, ainsi que la stratégie de transition énergétique d'Énergir.

Réponse :

Énergir réfère l'ACIG à la réponse à la question 22.1 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie, à la pièce Énergir-T, Document 2.

- 7.1.4. Veuillez confirmer la compréhension de l'ACIG que les bénéfices des économies d'énergie réalisées en 2025 pourraient ne pas se matérialiser en raison d'un effacement ou d'un arrêt de consommation de gaz naturel de la part de certains clients.

Réponse :

Les économies d'énergie d'un projet d'efficacité énergétique pourraient effectivement être interrompues avant la fin de la durée de vie des mesures pour toutes sortes de raisons, notamment l'arrêt de consommation de gaz naturel.

L'inverse est aussi possible dans le cas où un client assure un entretien optimal de ses équipements ou des procédés ayant fait l'objet de la mesure d'efficacité énergétique lui permettant d'allonger davantage la durée de vie par rapport à celle anticipée.

En utilisant la durée de vie moyenne pondérée des mesures encouragées par le PGEÉ déterminée sur la base de processus d'évaluation externe, Énergir s'assure de la meilleure adéquation possible entre cette durée de vie et la période d'amortissement des aides financières.

- 7.1.5. Est-ce qu'en allongeant la période d'amortissement, y-a-t-il un plus grand risque d'intégrer une mauvaise causalité des coûts et de causer un mauvais appariement ?

Réponse :

Au contraire, Énergir est d'avis que la durée d'amortissement de 15 ans proposée se rapproche de la durée de vie moyenne pondérée et améliore ainsi le rapprochement des coûts à la réalité.

- 7.2 En lien avec les références (ii), (iv), (v), (vi) et (viii), veuillez justifier si une pondération par les économies d'énergie ou par les aides financières est préférable dans l'établissement de la période d'amortissement. Veuillez élaborer, notamment sur les écarts des résultats provenant des deux méthodes.

Réponse :

Énergir est d'avis que la pondération des durées de vie des mesures par les aides financières est la méthode à utiliser en cohérence réglementaire la méthode utilisée par Énergir au dossier R-3987-2016 Phase 2 et avec la décision D-2025-033² de la Régie qui

² Décision [D-2025-033 \(R-4270-2024, phase 3\)](#), tableau 5, paragr. 87.

a fixé la période d'amortissement des aides financières du PGEÉ d'Hydro-Québec à 15 ans sur la base de cette même méthode.

Dans ce contexte, Énergir ne juge pas nécessaire d'élaborer sur les écarts que pourrait représenter l'usage de cette méthode par rapport à une autre.

7.2.1. En lien avec la référence (i), veuillez élaborer sur l'affirmation suivante : Si l'objectif du principe d'appariement est de déterminer une période d'amortissement des aides financières du PGEÉ équivalente à la période pour laquelle les bénéfices des mesures d'économie d'énergie sont anticipés, il est nécessaire dans la détermination de cette dernière période, ou durée de vie moyenne, de pondérer les durées de vie des mesures du PGEÉ par ces mêmes bénéfices.

Réponse :

Énergir n'est pas en accord avec l'affirmation. Il est important de distinguer la période durant laquelle des bénéfices sont attendus et le niveau des bénéfices attendus.

La période d'amortissement des aides financières doit correspondre à la période durant laquelle ces bénéfices sont anticipés. Ce principe a été retenu par la Régie dans sa décision D-2025-033 relative à l'approbation de l'allongement de la période d'amortissement des aides financières du PGEÉ d'Hydro-Québec³.

7.3 En lien avec les références (vi) et (viii), veuillez expliquer la baisse de la durée de vie moyenne des mesures du PGEÉ de 18 à 16,5 ans. Veuillez élaborer sur la potentielle trajectoire de cette durée de vie dans les prochaines années.

Réponse :

Énergir réfère l'ACIG à la réponse à la question 22.1 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie, à la pièce Énergir-T, Document 2.

Concernant la trajectoire future de la durée de vie moyenne pondérée, elle sera déterminée lors des processus d'évaluation périodiques des différents programmes du PGEÉ d'Énergir.

7.4 En lien avec la référence (vii), veuillez élaborer sur le besoin de réduire l'impact tarifaire du PGEÉ au cours des prochaines années.

³ Décision [D-2025-033 \(R-4270-2024, phase 3\)](#), paragr. 87 et 95 à 97.

Réponse :

Énergir réitère que l'objectif de la mesure proposée est de rapprocher la période d'amortissement à la durée de vie des programmes du PGEÉ. L'impact tarifaire à la baisse qui serait observé au cours des prochaines années permettrait cependant d'amoinrir les effets des investissements en efficacité énergétique sur la situation concurrentielle du gaz naturel, qui demeure une préoccupation pour Énergir.

- 7.5 En lien avec la référence (ix), veuillez préciser si l'impact marginal de la proposition d'Énergir permet d'en apprécier l'impact global sur le coût de service de distribution.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 7.5.1. Veuillez confirmer la compréhension de l'ACIG qu'Énergir ne souhaite pas cesser d'offrir des aides financières liées au PGEÉ à sa clientèle au cours des prochaines années.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 7.5.2. Veuillez confirmer la compréhension de l'ACIG qu'à l'année 16 de la simulation d'Énergir, l'impact tarifaire réel de la proposition d'Énergir ne sera pas de 1,3 M\$.

Réponse :

Énergir précise que l'impact présenté représente l'effet marginal des investissements annuels prévus au présent dossier tarifaire, qui auront un effet de 1,3 M\$ à la hausse à l'année 16 de la simulation. Si la proposition est acceptée, les investissements des années à venir viendront se cumuler, ce qui augmentera les baisses tarifaires des premières années, et augmentera légèrement les hausses tarifaires des années subséquentes.

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

Réponse :

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