

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR)
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 DE LA RÉGIE**

MODIFICATIONS AUX PIÈCES DU DOSSIER TARIFAIRE ET DU RAPPORT ANNUEL

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0166](#), Annexe 1 ;
 - (ii) Pièce [B-0080](#), p. 3;
 - (iii) [R-6.01, r. 8 - Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement](#).

Préambule :

(i) Énergir présente, pour la période 2003 à 2025, une comparaison des prévisions des ventes annuelles avec les données réelles et une comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles.

(ii) « Comme les données relayées dans ces tableaux sont un comparatif de données prévisionnelles et de données réelles, Énergir propose d'abolir l'annexe 1 de la pièce Plan d'approvisionnement gazier – Prévision des livraisons des dossiers tarifaires des années subséquentes et de déplacer les tableaux qui s'y trouvent au rapport annuel selon la proposition expliquée à la section suivante. » [note de bas de page omise]

(iii) « 1. Le plan d'approvisionnement que tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie de l'énergie doit contenir les renseignements suivants:

[...]

2° les données sur la demande et sur les approvisionnements sur un horizon d'au moins 10 ans dans le cas des distributeurs d'électricité et d'au moins 3 ans dans le cas des distributeurs de gaz naturel, décrivant:

a) les prévisions des besoins de leurs marchés, en identifiant la contribution des programmes d'efficacité énergétique en cours ou engagés, ventilées par secteur de consommation et par usage final ou par caractéristique de consommation, incluant notamment une analyse de sensibilité et une comparaison des prévisions contenues au plan précédent avec les données réelles observées sur la période du plan précédent; [...] » <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/rc/R-6.01, r. 8> [nous soulignons]

Demande :

- 1.1 Veuillez expliquer et justifier votre proposition telle que présentée aux références (i) et (ii) eu égard aux dispositions du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* présenté en référence (iii).

Réponse :

Énergir convient que le tableau « Comparaison des prévisions des ventes annuelles avec les données réelles » de l'annexe 1 de la pièce B-0166, Énergir-H, Document 2, doit être déposé au plan d'approvisionnement selon le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*.

Une version révisée de la pièce Énergir-G, Document 3 est déposée.

RÉDUCTION DES GES

2. Références :
- (i) Pièce [B-0062](#), p. 3 et 9;
 - (ii) Pièce [B-0162](#), p. 27, réponse à la question 8.1;
 - (iii) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0183](#), p. 14, réponse à la question 4.1;
 - (iv) Dossier R-4257-2024, décision [D-2024-113](#), p. 100 <https://energir.com/fr/residentiel/espace-client/facturation-et-tarification/tarification>.

Préambule :

(i) « En réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie – à la pièce B-0183, Énergir-T, Document 12 – Énergir convenait que le coût par tonne de GES évité présenté aux tableaux de la pièce B-0118 était surestimé et a alors présenté le coût par tonne de GES évité par projet en utilisant le coût total du projet et en le comparant au total des réductions d'émissions de GES sur la durée de vie minimale estimée du projet. Énergir étant d'avis que ce calcul est plus représentatif de la réalité, elle propose donc de présenter les tableaux 1 à 4 en fonction du calcul du coût par tonne de GES évité, présenté dans la pièce B-0183.

[...]

Énergir demande à la Régie de prendre acte du présent suivi. » [note de bas de page omise] [nous soulignons]

(ii) « Comme expliqué à la page 3 de la pièce B-0062, Énergir-P, Document 2, le coût par tonne de GES évité est présenté en utilisant le coût total du projet et en le comparant au total des réductions d'émissions de GES sur la durée de vie minimale estimée du projet. Ce calcul est plus représentatif de la réalité que le fait de diviser le budget total des projets par les réductions d'émissions de GES de la première année des projets. C'est d'ailleurs ce qui avait été expliqué à la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie lors de la Cause tarifaire 2024-2025, à la pièce B-0183, Énergir-T, Document 12 » [nous soulignons]

(iii) « Il est possible de présenter les coûts par tonne d'émission :

- en utilisant le coût moyen annuel estimé du projet et en comparant celui-ci aux réductions des émissions de GES pour une année; ou
- en utilisant le coût total du projet et en comparant celui-ci au total des réductions d'émission de GES sur la durée de vie estimée du projet

Dans un cas comme dans l'autre, le résultat est le même et nécessite la prise en compte de certaines hypothèses, notamment en ce qui concerne la durée de vie du projet et l'absence de

coûts d'amortissement. Par exemple, pour les projets d'amélioration des actifs du tableau en référence (i), le calcul peut être fait en supposant une durée de vie sur 15 ans (durée de vie minimale estimée). Le coût estimé par tonne pour les projets d'amélioration des actifs serait donc de 868 \$/tCO₂ eq., soit 5 M\$/ (384x15).

[...]

Bien que les calculs demandés par la Régie puissent se faire, Énergir se questionne sur leur pertinence. Il est à noter que parmi les projets présentés, plusieurs ne servent pas uniquement à la réduction des GES. Dans certains cas, des projets doivent se faire pour des raisons opérationnelles par le remplacement des équipements en fin de vie utile. » [nous soulignons]

(iv) « [347] La Régie prend acte du suivi de la décision D-2021-140 (paragraphe 407). Elle demande à Énergir de remplacer, à compter du prochain dossier tarifaire, les tableaux 1 à 4 de la pièce B-0129 par ceux de la pièce B-0118, présentés en réponse à la question 7.1. » [nous soulignons]

Demandes:

2.1 Aux références (i) et (ii), Énergir indique que « *Ce calcul est plus représentatif de la réalité* ». Or, lors du dossier tarifaire précédent, à la référence (iii), Énergir se questionnait sur la pertinence de ce même calcul. Veuillez élaborer et expliquer, le cas échéant, en quoi la réflexion d'Énergir a évolué depuis le dernier dossier tarifaire.

Réponse :

La réflexion d'Énergir n'a pas changé depuis la Cause tarifaire 2024-2025 (dossier R-4257-2024). Une revue chronologique est présentée ci-dessous pour bien expliquer la situation :

- 5 juillet 2024 : Énergir dépose ses réponses à la demande de renseignements n° 1 de la FCEI à la pièce B-0118, Énergir-T, Document 4 du dossier R-4257-2024¹. À la question 7.1, la FCEI demandait d'indiquer la durée de vie et le coût par tonne de GES évité pour chaque projet aux tableaux 1 à 4 de la pièce B-0078, Énergir-P, Document 2 du dossier R-4257-2024. Énergir a donc présenté les tableaux en y ajoutant deux colonnes. Pour la colonne du coût par tonne, le calcul a été effectué en divisant le budget prévu par l'estimation des réductions des émissions de GES de la première année des projets.

¹ [R-4257-2024-B-0118-DDR-RepDDR-2024_07_05.pdf](#).

- 4 septembre 2024 : Énergir dépose ses réponses à la demande de renseignements n° 4 de la Régie (pièce B-0183, Énergir-T, Document 12 du dossier R-4257-2024)². À la question 4.1, la Régie demandait à Énergir de commenter la possibilité de calculer les coûts par tonne d'émission de GES évités en tenant compte du coût de service annuel plutôt que le budget total ou du total des réductions d'émission de GES sur la durée de vie estimée. Énergir convient dans sa réponse que le coût par tonne présenté dans la pièce B-0118, Énergir-T, Document 4 du dossier R-4257-2024 est surestimé sur la durée des projets. Énergir redépose les tableaux et calcule le coût par tonne de GES évité par projet en utilisant le coût total du projet et en le comparant au total des réductions d'émissions de GES sur la durée de vie minimale estimée du projet. Énergir ajoute que bien que les calculs puissent se faire, elle se questionne sur leur pertinence. Énergir ajoute également que parmi les projets présentés, plusieurs ne servent pas uniquement à la réduction des GES. Dans certains cas, des projets doivent se faire pour des raisons opérationnelles par le remplacement des équipements en fin de vie utile.

Ce questionnement sur la pertinence de présenter le coût par tonne tient tant pour les tableaux présentés à la pièce B-0118, Énergir-T, Document 4 du dossier R-4257-2024 en réponse à la question de la FCEI que pour les tableaux présentés à la pièce B-0183, Énergir-T, Document 12 en réponse à la question de la Régie. La seule différence tient au fait que les résultats des tableaux de la pièce B-0183 sont plus représentatifs, en ce sens que ceux présentés à la pièce B-0118 sont surestimés et ne devraient pas être utilisés.

- 4 novembre 2024 : la Régie publie sa décision D-2024-113. Au paragraphe 347, la Régie demande à Énergir de remplacer, à compter de la Cause tarifaire 2025-2026, les tableaux 1 à 4 de la présente pièce par ceux de la pièce B-0118, Énergir-T, Document 4 de la Cause tarifaire 2024-2025 (R-4257-2024), présentés en réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements n° 1 de la FCEI.

La Régie demande donc à Énergir d'intégrer, à partir de la Cause tarifaire 2025-2026, le coût par tonne présenté en réponse à la question de la FCEI, calculé en divisant le total du budget des projets par l'estimation des réductions d'émissions de GES de la première année des projets.

- 3 avril 2025 : Dépôt de la pièce B-0062, Énergir-P, Document 2 dans le présent dossier. Énergir explique qu'à la suite de la décision D-2024-113, Énergir propose de présenter les tableaux 1 à 4 en fonction du calcul du coût par tonne de GES évité, comme dans la pièce B-0183, Énergir-T, Document 12 du dossier R-4257-2024, étant d'avis que ce calcul est plus représentatif de la réalité.

² [R-4257-2024-B-0183-DDR-RepDDR-2024_09_04.pdf](#).

Bien qu'Énergir était d'avis que l'ajout d'une colonne pour le coût par tonne de GES évité n'était pas pertinent, la Régie a demandé de l'inclure à partir de la Cause tarifaire 2025-2026. Énergir a donc inclus cette colonne à la pièce B-0062 du présent dossier à la demande de la Régie, mais a proposé que le calcul soit fait en fonction de celui de la pièce B-0183 du dossier R-4257-2024. Comme indiqué précédemment, Énergir est d'avis que les calculs présentés à la pièce B-0135 sont surestimés et ne devraient pas être utilisés.

Une version révisée de la pièce Énergir-P, Document 2 est déposée pour corriger une coquille.

- 2.2 Veuillez expliquer la demande d'Énergir à la Régie de « prendre acte » de sa proposition présentée à la référence (i), considérant la demande de la Régie énoncée à la référence (iv) et la proposition au présent dossier. Veuillez expliquer.

Réponse :

Énergir demande à la Régie de prendre acte de la réponse aux suivis requis par les décisions D-2021-140 (paragr. 407) et D-2024-113 (paragr. 347) présentés dans la pièce B-0062, Énergir-P, Document 2, incluant la demande exprimée au paragraphe 347 de la décision D-2024-113. Dans la mesure où ces suivis contiennent également la proposition de présenter de l'information qui diffère de ce qui est requis au terme de la décision D-2024-113 (paragr. 347) précitée, la Régie pourrait effectivement non seulement prendre acte des suivis, mais également approuver la proposition y étant formulée si elle le juge opportun.

MODIFICATIONS AU TEXTE DES *CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF* (CST)

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0151](#), p. 3 et 4;
 - (ii) Article 1.2 des [Conditions de service et Tarif](#).

Préambule :

(i) « Depuis plusieurs années, Énergir a entrepris une transition vers la facture électronique dans le cadre de son engagement à réduire l'utilisation de papier.

[...]

Malgré le fait qu'environ 70 % des clients d'Énergir aient opté pour la facture électronique,

[...]

L'article 1.2 des CST prévoit que le distributeur achemine une copie papier des CST à la demande des clients. En raison de la très faible demande des clients, Énergir a cessé de produire des impressions systématiques. Dans ce contexte, Énergir suggère de retirer l'obligation d'informer les clients du fait qu'ils peuvent obtenir une copie des CST sans frais. Malgré ce qui précède, Énergir confirme que les CST pourront être imprimées et transmises aux clients qui en feront la demande, et ce, sans frais » [nous soulignons]

(ii) « 1.2 Le distributeur informe ses clients quant aux présentes conditions de service et à l'application des divers services et tarifs. De plus, lors de l'entrée en vigueur de nouvelles conditions de service ou de nouveaux tarifs, le distributeur en informe ses clients par écrit. Il les informe également de la disponibilité de différents tarifs, de leur droit de bénéficier du tarif de distribution le plus avantageux et d'obtenir, sans frais, une copie des Conditions de service et Tarif. »

Demandes :

- 3.1 Veuillez fournir des données qui permettraient de mieux apprécier l'impact financier de la proposition énoncée à la référence (i), soit notamment : le nombre de clients ayant demandé des CST imprimés au cours des dernières années, la part de ceux-ci ayant opté pour la facture électronique, les coûts d'impression et la réduction de ces coûts estimée par Énergir.

Réponse :

Aucun client n'a fait de demande de version papier des CST depuis plusieurs années. Par conséquent, il n'y a pas vraiment eu de frais économisés.

- 3.2 L'article 1.2 des CST, présenté en référence (ii), vise à s'assurer qu'Énergir informe ses clients quant aux conditions de service et à l'application des divers services et tarifs auxquels il a droit. Considérant notamment votre réponse à la question précédente, veuillez justifier davantage votre proposition, laquelle vise à retirer une obligation d'informer le client d'un service auquel il a droit.

Réponse :

Les clients pourront toujours, comme ils le font maintenant, consulter en tout temps les CST en ligne, sur le site internet d'Énergir. À cet égard, les clients reçoivent, chaque année, un encart tarifaire expliquant les principales modifications tarifaires avec un lien vers le site internet. Bien qu'aucun client n'ait demandé la version imprimée des CST depuis plusieurs années, Énergir pourra en fournir une version imprimée sur demande, comme indiqué à la page 4 de la pièce B-0151, Énergir-R, Document 1.

4. Référence : Pièce [B-0151](#), p. 3 et 4.

Préambule :

« En novembre 2024, Énergir a été confrontée à la grève de Postes Canada, ce qui a généré des perturbations importantes au niveau du service à la clientèle. L'envoi des factures aux clients ainsi que des avis de recouvrement a été compromis. Malgré le fait qu'environ 70 % des clients d'Énergir aient opté pour la facture électronique, les avis de recouvrement continuent d'être transmis par courrier postal, conformément aux modalités des Conditions de service et Tarif (CST)

Afin de pallier cette situation et de renforcer l'efficacité des communications avec sa clientèle, Énergir propose de modifier l'article 9.4.1 de ses CST. Ces modifications visent à permettre l'envoi des avis de recouvrement directement via le portail client en ligne pour les clients ayant souscrit à la facture électronique.

[...]

Énergir propose de modifier le libellé de l'article 9.4.1 pour lui permettre d'acheminer de manière électronique les avis de recouvrement aux clients inscrits à la facture électronique. Énergir propose de libeller l'article de la façon suivante :

1. Rappel

Lorsqu'une facture demeure impayée après la date d'échéance, le distributeur envoie par écrit un rappel ~~à l'adresse de facturation~~ au client selon son mode de correspondance choisi ou procède à un rappel téléphonique.

2. Avis final

En cas de non-paiement de la facture à la suite du rappel, le distributeur envoie un avis final écrit au client selon son mode de correspondance choisi, dans le cadre d'un envoi distinct, ~~à l'adresse de facturation~~ en utilisant un moyen d'envoi dont il pourra faire la preuve. Cet avis indique au client qu'à défaut de paiement, le service de gaz naturel peut être interrompu.

[...] »

Demandes

La Régie veut s'assurer de l'efficacité de cette mesure et s'interroge sur le lien causal direct entre la lecture par la clientèle de la documentation déposée par Énergir sur le portail client en ligne et les actions de la clientèle suivant cette lecture. De plus, la Régie se questionne sur l'impact de cette mesure si, pour divers motifs, la clientèle n'est plus en mesure d'accéder au portail client en ligne.

- 4.1 Veuillez préciser si le portail client en ligne pour les clients ayant souscrit à la facture électronique permet de constater s'il y a eu lecture des documents transmis.

Réponse :

Le client reçoit un avis, par courriel distinct, qu'il a un document à lire dans son *Espace client*. Une fois que le client a lu son document, ce dernier demeure disponible sans changement de statut.

- 4.1.1. Si oui, veuillez fournir les données sur la corrélation entre la lecture de ces documents et les actions de la clientèle inscrits au portail client en ligne.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 4.1.

- 4.2 Veuillez commenter la possibilité de prévoir l'envoi du rappel et de l'avis final par écrit, par le mode de correspondance choisi, tout en maintenant lesdits envois à l'adresse de facturation dans un souci de faciliter et renforcer les communications avec les clients. Le cas échéant, veuillez proposer les modifications appropriées à l'article 9.4.1 des CST qui reflèteraient cette proposition.

Réponse :

Énergir applique déjà cette pratique (envoi selon les deux modes). La proposition d'Énergir permet une économie de 40 000 \$ annuellement) liée à l'abolition de l'acheminement papier de ces avis pour les clients inscrits à la facture électronique.

- 4.2.1. Veuillez commenter cette possibilité selon le cas qu'il y ait, ou non, lecture des documents déposés sur le portail client en ligne.

Réponse :

Comme mentionné au deuxième alinéa de l'article 9.4.1 des CST, Énergir n'est pas responsable de faire la preuve de la lecture de l'avis, mais bien d'en faire la preuve d'envoi.

5. **Référence :**
- (i) Pièce [B-0151](#), p. 5;
 - (ii) Pièce [B-0151](#), p. 7 et 8;
 - (iii) Décision [D-2025-055](#), par. 127 et 128.

Préambule :

- (i) Énergir indique que, dans le cadre de la Cause tarifaire 2023-2024 (R-4213-2022), elle soumettait certaines modifications au texte des Conditions de service et Tarif (CST) au sujet de certaines obligations minimales annuelles (OMA). À l'occasion de celles-ci, et en cours de processus réglementaire, une erreur s'est glissée dans le texte des CST et perdure dans les versions actuellement en vigueur du document.

Énergir soumet que l'article 14.3.6 relatif au service de distribution des tarifs D3-D4 a indûment été retiré des CST depuis 2023.

Afin de corriger l'erreur et rétablir l'article relatif à l'obligation minimale relative aux tarifs D3-D4, Énergir propose deux modifications au texte des CST aux versions française et anglaise.

- (ii) Énergir propose de modifier le nom de la zone de consommation Bécancour pour Mauricie.

(iii) « [127] Toutefois, la Régie comprend qu'il serait complexe de calculer la catégorie D du tarif DR pour le GSR injecté à Ste-Sophie de la manière prévue à la décision D-2011-108, notamment en raison du fait que la notion de zone de consommation est devenue inutile.

[128] De plus, considérant que les discussions sur les modalités tarifaires avec TCPL/TQM pour les contrats de transport se poursuivent, la Régie comprend qu'Énergir ne serait pas nécessairement en mesure de proposer une structure tarifaire finale. Elle indique cependant qu'elle serait en mesure de déposer, dans le cadre de la Phase 2 du présent dossier, une tarification temporaire d'ici à ce que l'ensemble des données soit connu et évalué. » [note de bas de page omise]

Demandes

- 5.1 Veuillez déposer le texte complet des CST en version française et anglaise, en y intégrant et en identifiant clairement, l'ensemble des modifications proposées au présent dossier.

Réponse :

Énergir devrait être en mesure de déposer les pièces Énergir-S, Documents 1 et 2 au cours de la semaine du 14 juillet 2025. Aussi, comme indiqué à la pièce C-Énergir-0018 du dossier R-4253-2024, Énergir devra mettre à jour la pièce Énergir-R, Document 1 pour y intégrer certaines modifications à des fins d'uniformisation. Ces modifications proposées seront expliquées dans la version révisée de la pièce Énergir-R, Document 1 qui sera déposée en même temps que les pièces Énergir-S, Documents 1 et 2.

- 5.1.1. Veuillez également y identifier, le cas échéant, les articles dont l'application a été suspendue par une décision de la Régie en y ajoutant toute note jugée appropriée.

Réponse :

Si la Régie fait référence aux articles approuvés par les décisions D-2024-007 et D-2024-018 relativement à l'initiative des branchements 100 % renouvelables, ceux-ci pourront effectivement être identifiés comme ayant été « suspendus » par la décision D-2025-025 dans la mesure où la Régie a révoqué certaines conclusions des décisions précitées et qu'elle n'a pas approuvé les versions des CST déposées dans le dossier R-4253-2024 au moment du dépôt des pièces Énergir-S, Documents 1 et 2.

- 5.2 Veuillez indiquer si, en regard de la référence (iii), la demande de modifier l'article 14.5.2.2.1 des CST est toujours requise.

Réponse :

Énergir est d'avis que la modification de l'article 14.5.2.2.1 n'est plus requise, car cet article sera remplacé dans la future proposition de modification du tarif de réception en lien avec le projet Sainte-Sophie.

Énergir retirera la modification proposée à l'article 14.5.2.2.1 de la pièce Énergir-R, Document 1 lorsqu'elle en déposera une version révisée (veuillez aussi vous référer à la réponse à la question 5.1).

- 5.3 Veuillez également préciser la date à laquelle Énergir entend déposer sa proposition pour la tarification du tarif de transport de Sainte-Sophie, en indiquant s'il s'agit d'une proposition temporaire ou non.

Réponse :

Énergir propose un concept différent pour récupérer, via le producteur WM, les coûts d'utilisation du réseau de TQM pour acheminer le GSR vers une zone de consommation de la franchise. Ce concept est issu des discussions actuelles avec TCPL/TQM. Si les négociations aboutissent avec TCPL/TQM, Énergir pourra utiliser le réseau de TQM sans avoir à signer de contrat de transport. Selon TCPL, cette approche devra être entérinée devant le Tolls Task Force (TTF) et/ou la Régie de l'énergie du Canada (REC).

L'entente visée est permanente, et sa seule caractéristique est qu'elle permettra à Énergir d'injecter dans le réseau sans devoir souscrire à des contrats de transport jusqu'à concurrence de 4 % de la capacité contractuelle détenue. Dans le cas où la limite d'injection est dépassée, Énergir devra soit négocier avec TCPL, soit prendre des contrats de transport. Énergir est d'avis qu'un dépassement de la limite d'injection ne surviendrait pas pour les dix prochaines années. À titre illustratif, les injections de WM représentent moins de 1 % de la capacité contractuelle détenue.

Pour en arriver à cette entente, Énergir doit cependant accepter de payer les coûts de branchement encourus par TCPL/TQM. Ces coûts de branchement étant capitalisables, ils seront intégrés dans les coûts de construction de la conduite du projet WM et seront alloués au tarif de réception dans le volet Investissement (coûts de catégorie A) et entièrement assumés par le producteur WM.

Ainsi, ce ne seront plus les coûts de catégorie D qui seront modifiés, mais les coûts de catégorie A via les coûts de construction de la conduite (la portion non socialisable). Basée sur cette proposition, Énergir est d'avis qu'il ne sera plus nécessaire de commenter, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, la possibilité que les coûts et les revenus de la

catégorie D du tarif D_R soient fonctionnalisés dans le service de transport, vu qu'il n'y aura pas de contrat de transport.

Énergir prévoit déposer la proposition de récupération des coûts de branchement auprès du producteur, comme expliqué ci-dessus, immédiatement après la signature de l'entente entre Énergir et TCPL/TQM, prévue en juillet 2025.

PRÉVISION DES LIVRAISONS

- 6. Références :**
- (i) Pièce [B-0166](#), p. 19 et 20, tableau 15;
 - (ii) Pièce [B-0162](#), p. 2, R-1.1.

Préambule :

(i) Énergir présente, au tableau 15, la révision volumétrique 4/8 2024-2025 pour les livraisons au marché des grandes entreprises.

(ii) *« Les hypothèses utilisées lors de l'élaboration du plan d'approvisionnement sont continuellement sujettes à changement à la suite du dépôt initial. Alors qu'il est vrai que certaines de ces hypothèses aient été révisées à la baisse depuis ce dépôt – notamment les perspectives de croissance économique pour les 18 prochains mois – d'autres facteurs déterminants – comme le niveau attendu de livraisons de la clientèle Grandes entreprises pour l'année 2024-2025 – présentent des variations positives par rapport à la prévision initiale. »*

Demandes :

- 6.1 À la référence (ii), veuillez préciser la distinction entre une hypothèse et un facteur déterminant. Veuillez illustrer cette distinction dans le contexte du plan d'approvisionnement.

Réponse :

Il n'y a pas de distinction. À la référence (ii), Énergir souhaitait simplement exprimer le fait que plusieurs hypothèses sont posées lors de l'exercice de prévision des livraisons et que certaines ont évolué à la hausse à la suite du dépôt alors que d'autres ont évolué à la baisse. Ainsi, plutôt que de référer à « d'autres facteurs déterminants » dans la deuxième phrase du paragraphe, le terme « d'autres hypothèses » aurait pu être utilisé.

Énergir rappelle que dès le lendemain du dépôt des prévisions de livraisons à la Régie, les prévisions pourraient déjà être révisées, puisque les éléments de contexte (et donc les hypothèses utilisées) continuent d'évoluer. Énergir estime toutefois qu'il faut arrêter le curseur à un moment pour être en mesure d'élaborer le dossier tarifaire dans son ensemble. Il est pertinent de se questionner si des changements majeurs pouvaient entraîner des variations importantes dans le niveau des livraisons. Énergir souligne toutefois que l'évolution du contexte depuis le dépôt du plan d'approvisionnement n'a pas entraîné de changements majeurs. Ainsi, même si des hypothèses plus à jours sont disponibles, les hypothèses de départ ayant permis d'établir le scénario de base ont été maintenues.

- 6.2 Hormis les révisions découlant de changements aux perspectives de croissance économique, veuillez présenter les hypothèses révisées à la baisse, mentionnées à la référence (ii). Veuillez expliquer ces révisions.

Réponse :

Dans sa réponse à la référence (ii), Énergir voulait exprimer que certaines hypothèses ont changé depuis le dépôt (par exemple des prévisions moins optimistes du PIB). Cependant, Énergir n'a pas révisé cette hypothèse dans le plan d'approvisionnement, en respect du principe de l'année témoin projetée, au paragraphe 29 de la décision D-2021-093.

- 6.3 Veuillez présenter les facteurs déterminants présentant des variations positives par rapport à la prévision initiale, mentionnés à la référence (ii), autre que le niveau attendu de livraison de la clientèle des grandes entreprises. Veuillez expliquer ces variations.

Réponse :

Énergir n'identifie pas systématiquement les causes des variations de volumes par rapport à la prévision réalisée au 4/8. Pour les volumes provenant des petit et moyen débits, Énergir fait un suivi trimestriel et compare le réel à la cause tarifaire. Pour les volumes des grandes entreprises, Énergir fait un suivi mensuel. Entre la révision 4/8 et le mois de mai, Énergir a observé une variation positive des consommations de grandes entreprises, d'où l'origine de son commentaire à la référence (ii) et l'argument de maintenir le scénario de base pour la cause tarifaire actuelle.

L'hypothèse principale ayant eu une variation positive depuis l'établissement du plan d'approvisionnement est la fluctuation de production des *Grands clients*. Cette fluctuation représente une consommation supplémentaire d'environ 29 Mm³ par rapport à la prévision effectuée au 4/8.

- 6.4 Veuillez identifier les composantes du tableau en référence (i) présentant des variations positives du niveau attendu de livraisons de la clientèle des grandes entreprises, mentionné à la référence (ii). Veuillez expliquer ces variations.

Réponse :

Selon l'analyse sommaire qu'Énergir a réalisée, la composante qui apparaît comme ayant le plus d'impact sur le niveau des livraisons positives est la fluctuation de production.

- 6.5 Veuillez indiquer si certaines composantes du tableau en référence (i) présentent des variations négatives depuis l'élaboration du plan d'approvisionnement. Le cas échéant, veuillez expliquer ces variations.

Réponse :

Aucune composante ne présente un écart négatif significatif. Veuillez également vous référer à la réponse à la question 6.1.

- 6.6 Veuillez indiquer comment l'ensemble des révisions aux hypothèses et aux facteurs déterminants, mentionnées à la référence (ii), permettent à Énergir de conclure que le scénario de base demeure le scénario le plus pertinent. Veuillez élaborer et présenter les différents impacts en les chiffrant.

Réponse :

Énergir n'a pas révisé les hypothèses utilisées au plan d'approvisionnement. Un des facteurs déterminants, soit la fluctuation de production des grandes entreprises entre le dépôt de la cause tarifaire et la fermeture de mai, augmente la consommation d'environ 29 Mm³, soit environ 0,5 % de la prévision totale des livraisons pour l'année 2024-2025 (6 112 10³m³). Énergir conclut que cette variation vient appuyer le choix de maintenir le scénario de base.

TRANSFERTS VERS L'ÉLECTRICITÉ ATTRIBUABLES À LA BIÉNERGIE

- 7. Références :**
- (i) Pièce [B-0166](#), p. 22 et 23;
 - (ii) Pièce [B-0166](#), p. 30, tableau 19;
 - (iii) Pièce [B-0166](#), p. 32;
 - (iv) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0117](#), p. 11, tableau Q-3.4.

Préambule :

(i) « De plus, les estimations lors de la Cause tarifaire 2024-2025 anticipaient une réduction plus élevée des livraisons aux volets résidentiel, commercial et institutionnel des programmes de biénergie ((12,8) 10^6m^3 vs (9,6) 10^6m^3).

Le volet résidentiel du programme de biénergie est entré en vigueur en juin 2022. Les volets commercial et institutionnel sont entrés à leur tour en vigueur en novembre 2023. Cependant, l'offre biénergie pour ces deux derniers volets s'est matérialisée à partir de la deuxième partie de l'année 2023-2024, influencée par les multiples complexités liées à la commercialisation (la vulgarisation de l'offre, les configurations des équipements et les travaux à réaliser, par exemple). La prévision a pris en considération ce contexte en révisant les taux de pénétration des volets commercial et institutionnel à des niveaux plus conservateurs, car l'année 2024-2025 sera la première année complète de démarrage pour ces deux volets ».

(ii) Énergir présente, dans le tableau 19, les livraisons de gaz naturel 2026-2029 pour le marché petit et moyen débits.

(iii) « Biénergie : Le volet résidentiel du programme de biénergie est entré en vigueur en juin 2022. Les volets commercial et institutionnel sont entrés à leur tour en vigueur en novembre 2023. De ce fait, les volumes transférés vers l'électricité attribuables à la biénergie sont prévus à $-14,7 \times 10^6\text{m}^3$ pour 2025-2026. Ces volumes augmenteront progressivement pour atteindre jusqu'à $-26,5 \times 10^6\text{m}^3$ par année à l'horizon 2028-2029.

L'évolution réelle observée du programme de biénergie résidentielle a permis de maintenir la courbe de pénétration du volet résidentiel en termes de taux de pénétration annuel ainsi que la répartition mensuelle de l'adhésion des clients au cours d'une année. Les hypothèses de biénergie pour le secteur résidentiel prennent en considération un taux de pénétration en termes de nouveaux clients de 60 % pour 2024-2025 et de 74 % en 2025-2026.

L'évolution réelle observée du programme de biénergie commercial et institutionnel a permis de revoir la courbe de pénétration de ces deux secteurs. Les hypothèses des volets commercial et institutionnel prévoient des taux de pénétration de 9 % du potentiel de clients admissibles à la biénergie en 2024-2025 pour chacun des volets et de 18 % en 2025-2026 ». [nous soulignons]

(iv) Énergir présente, dans le tableau Q-3.4, les taux de pénétration et les potentiels de référence qui ont servi aux calculs annuels des « Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie ».

Demandes :

- 7.1 Veuillez préciser quelles hypothèses ont été révisées pour le calcul des volumes transférés vers l'électricité attribuables à la biénergie, outre celles se rapportant aux taux de pénétration des volets commercial et institutionnel (références (i) à (iii))

Réponse :

Aucune autre hypothèse n'a été révisée, outre le taux de pénétration.

- 7.2 Veuillez fournir, pour les volets résidentiel, commercial et institutionnel, les taux de pénétration et les potentiels de référence qui ont servi aux calculs annuels des transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie, selon le modèle de la référence (iv).

Réponse :**Tableau Q-7.2**

Taux de pénétration et potentiels de référence qui ont servi aux calculs annuels de Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Taux de pénétration annuel	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Résidentiel	1 %	28 %	34 %	60 %	74 %	84 %	88 %	91 %
Commercial			1 %	9 %	18 %	27 %	36 %	45 %
Institutionnel			0,3 %	9 %	18 %	27 %	36 %	45 %
Potentiel annuel du nombre de clients existants éligibles à la biénergie	(Nb)	(Nb)	(Nb)	(Nb)	(Nb)	(Nb)	(Nb)	(Nb)
Résidentiel	5 340	5 254	5 193	5 114	5 571	5 663	5 574	5 488
Commercial	1 794	1 770	1 753	1 732	2 746	3 058	3 020	2 982
Institutionnel	363	355	350	344	393	404	397	389
Potentiel annuel de volumes de clients existants éligibles à la biénergie	(10 ⁶ m ³)	(10 ⁶ m ³)	(10 ⁶ m ³)	(10 ⁶ m ³)	(10 ⁶ m ³)	(10 ⁶ m ³)	(10 ⁶ m ³)	(10 ⁶ m ³)
Résidentiel	20,8	20,4	19,9	19,3	19,5	19,5	19,3	19,0
Commercial	21,4	21,0	20,5	19,9	34,3	40,9	39,8	38,8
Institutionnel	17,7	17,0	16,5	15,6	16,1	15,8	14,8	13,9
Durée de vie des équipements	(ans)	(ans)	(ans)	(ans)	(ans)	(ans)	(ans)	(ans)
Résidentiel								
Commercial	15	15	15	15	15	15	15	15
Institutionnel								

DIVERSIFICATION DES INDICES DE FOURNITURES

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0059](#), p. 8 à 10;
 - (ii) Dossier R-4114-2019, pièce [B-0064](#), p. 5;
 - (iii) Dossier R-4288-2024, pièce [B-0068](#), Annexe 1, p. 2.

Préambule :

(i) Énergir présente, dans le tableau 3, les écarts entre les différentiels de lieu conclus à l'avance et réels, mensuellement entre 2015 et 2024. Elle indique ensuite ceci :

« En éliminant le facteur de décision qui est l'atteinte de la cible de 50 % des achats d'avance sur la base de l'indice NYMEX, Énergir pourra se concentrer sur l'analyse des signaux de marché et contracter les molécules à l'indice NYMEX seulement lorsque les écarts de valeur entre points de livraison semblent favorables pour la clientèle. »

[...]

En visant à effectuer des transactions à l'avance sur la base de l'indice NYMEX principalement lorsque le prix d'avance se situe sous la moyenne historique, Énergir favoriserait l'atteinte de meilleurs résultats pour la clientèle. »

- (ii) Énergir présente l'historique des achats réels à Dawn pour l'année 2017-2018.
- (iii) Énergir présente l'historique des achats réels à Dawn pour les années 2020-2021 et 2021-2022.

Demandes :

- 8.1 Outre l'écart entre les prix des indices NYMEX et NGX (référence (i)), quels sont les autres circonstances qui militent pour délaisser le volume comme facteur de décision.

Réponse :

La stratégie de diversification a comme point focal le prix payé. Ainsi, aucune autre circonstance n'entre dans le facteur de décision. Il est important de rappeler qu'Énergir ne souhaite pas abolir les achats à l'indice NYMEX, mais simplement prendre des décisions sur les signaux de prix de marché.

- 8.2 Veuillez préciser à quelle moyenne historique Énergir réfère, à la référence (i), et sur quelle période cette moyenne sera calculée.

Réponse :

La moyenne historique calculée par Énergir à la référence (i) correspond aux années financières 2015 à 2024.

- 8.3 Veuillez préciser comment Énergir envisage de suivre, à l'avenir, l'évolution des coûts de sa stratégie de diversification des achats d'avance à Dawn.

Réponse :

Énergir continuera à produire et fournir le tableau reflétant le coût de sa stratégie de diversification à l'annexe 1 de la pièce Énergir-12, Document 4 des rapports annuels.

- 8.4 Veuillez confirmer que, dans le tableau de la référence (i), les données manquantes s'expliquent par l'absence d'achat d'avance sur la base de l'indice NYMEX.

Réponse :

Les données manquantes s'expliquent par une erreur dans l'extraction des données, causée elle-même par des changements de nom de fournisseurs au cours des années. Énergir redépose le tableau avec les corrections nécessaires à la pièce Énergir-H, Document 8. Il est à noter que l'ajout des données manquantes ne modifie pas les constats.

- 8.4.1. Dans l'affirmative, veuillez expliquer l'absence de donnée pour les mois d'avril 2018, 2021 et 2022 dans le tableau de la référence (i), bien que, selon les tableaux aux références (ii) et (iii), Énergir a effectué des achats d'avance sur la base de l'indice NYMEX au cours de ces mois.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 8.4.

- 8.5 Veuillez commenter la possibilité pour Énergir de fournir les données du tableau de la référence (i), malgré l'absence, pour un mois donné, d'achat d'avance sur la base de l'indice NYMEX.

Réponse :

Le tableau de la référence (i) correspond à la différence entre les valeurs de différentiels de lieu conclus à l'avance et les valeurs réelles observées. En l'absence d'achat sur la base de l'indice NYMEX, le chiffre présenté serait égal à la valeur du différentiel de lieu réel pour un mois donné. Ainsi, à court terme, le prix à Dawn de l'indice Nymex, plus ou moins le différentiel de lieu, donne le même prix que l'indice à Dawn. Il est donc possible de produire ce chiffre, mais Énergir s'interroge sur la pertinence de celui-ci quant à l'évaluation de la stratégie d'avance d'Énergir.

- 8.5.1. Veuillez commenter la possibilité pour Énergir de déposer, dans les prochains dossiers de rapports annuels, le tableau de la référence (i).

Réponse :

Oui, il serait possible pour Énergir de déposer un tel tableau.

PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT À LA DÉCARBONATION

9. Références :
- (i) Pièce [B-0088](#), p. 3 et 4;
 - (ii) Pièce [B-0088](#), p. 3;
 - (iii) Dossier R-4288-2024, pièce [B-0092](#), p. 3;
 - (iv) Pièce [B-0104](#), p. 1;
 - (v) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0049](#), p. 1;
 - (vi) Pièce [B-0104](#), p. 3;
 - (vii) Tableau produit par la Régie.

Préambule :

(i) « Dans la proposition présentée initialement Énergir limitait l'aide financière octroyée par le biais du PED à 15 000 \$ par client par adresse de service pour la clientèle consommant moins de 125 000 m³, afin d'avoir un contrôle budgétaire sur ce nouveau programme dont Énergir ne connaissait pas encore les retombées. Depuis l'entrée en vigueur du programme, Énergir constate que l'aide financière octroyée à travers le PED est sous contrôle et en deçà des prévisions.

Énergir s'est questionné sur les raisons expliquant que les clients ne fassent pas davantage appel au PED. Une des raisons semble être associée au montant maximal de 15 000 \$. Celui-ci freine les efforts de décarbonation de sa clientèle en empêchant l'éligibilité des GES évités à cette aide financière lorsque le 15 000 \$ est atteint. L'application de la formule qui établit le montant de la subvention par tonne de GES évités à 200 \$ fait en sorte qu'un client qui atteint la limite de 15 000 \$ par adresse, mais qui évite plus de GES que ceux compris dans la formule, recevra un montant moindre par tonne de GES évités. Ainsi, pour la clientèle dont les GES évités dépassent 40 000 m³, l'aide financière du PED n'est pas suffisamment intéressante pour encourager les clients à se décarboner. Pour remédier à ce genre de situation, 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 à l'exception des clients dont les subventions sont traitées de manière discrétionnaire (c'est-à-dire les clients qui consomment plus de 125 000 m³ annuellement), dont le montant pourrait être moindre que 200 \$ la tonne de GES évités. »
[Nous soulignons]

(ii) « Dans la Cause tarifaire 2023-2024, Énergir s.e.c. (Énergir) présentait le Programme d'encouragement à la décarbonation (ci-après Programme ou PED) que la Régie de l'énergie (Régie) a approuvé dans ses décisions D-2023-127 et D-2023-140. L'entrée en vigueur du PED fut fixée au 1er avril 2024. Depuis, Énergir constate que l'utilisation du PED pour subventionner les efforts de décarbonation de sa clientèle n'est pas à son plein potentiel. Ainsi pour encourager davantage les efforts de décarbonation, Énergir souhaite apporter des ajustements au Programme. Le texte révisé du Programme reflétant ces ajustements se trouve à l'annexe 1. »
[Nous soulignons]

(iii) « Au paragr. 356 de la décision D-2023-127, la Régie a approuvé le PED. Ce programme vise l'adoption de mesures afin de réduire les émissions de GES chez la clientèle existante en fournissant un incitatif financier aux clients qui adhèrent à un tarif de biénergie d'un distributeur d'électricité ou qui substituent une portion de leur consommation de GNT par du GSR. Depuis l'entrée en vigueur du PED le 1^{er} avril 2024, Énergir a versé 0,4 M\$ à 709 clients contribuant à l'évitement de 4 452 tonnes de GES. Au cours de la même période, Énergir a signé des engagements pour une valeur de 2,1 M\$. »

(iv) Énergir présente les budgets 2024-2025 et 2025-2026, ainsi que la prévision 4/8 2025 des additions à la base de tarification.

(v) Énergir présente les budgets 2023-2024 et 2024-2025, ainsi que la prévision 4/8 2024 des additions à la base de tarification.

(vi) « La hausse de 3,2 M\$ des investissements en Programmes commerciaux – PED entre la prévision 4/8 2025 et la CT 2025-2026 s'explique par une croissance anticipée du nombre de conversions à la biénergie pour le marché affaires ».

(vii) À partir des références (iv) et (v), la Régie produit le tableau suivant.

	Dossier tarifaire 2023-2024	Dossier tarifaire 2024-2025	Dossier tarifaire 2025-2026
Budget associé au PED (000\$)	4 527	7 174	7 163

Demandes :

9.1 Outre l'insuffisance de l'aide financière mentionnée à la référence (i), veuillez préciser les raisons pour lesquelles les clients ne feraient pas davantage appel au PED.

Réponse :

La notoriété du programme et l'engagement contractuel requis pour y adhérer sont des freins additionnels à la participation de la clientèle.

9.2 Compte tenu des références (vi) et (vii), veuillez préciser les raisons pour lesquelles le PED n'a pas atteint son plein potentiel en référence (ii).

Réponse :

L'utilisation du PED découle directement de la participation aux différentes solutions de décarbonation disponibles, soit la biénergie et/ou l'adhésion au GSR. Ainsi, la participation réelle, en deçà des prévisions de la Cause tarifaire 2024-2025, explique principalement les résultats. Bien qu'Énergir estime que le PED n'aura toujours pas atteint son plein potentiel en 2025-2026, elle prévoit toutefois que la croissance anticipée du nombre de conversions à la biénergie pour le marché affaires lui permettra d'atteindre le niveau initialement prévu en 2024-2025. De plus, le plafond de 15 000 \$ et le fait que le programme soit encore nouveau avec une notoriété en développement peuvent expliquer en partie les résultats.

- 9.3 Pour le client s'engageant à consommer du GSR, veuillez convertir, en ¢/m³, le montant de l'aide financière fourni par le PED pour chaque m³ consommé. Veuillez fournir les calculs utilisés.

Réponse :

Depuis la mise en place du programme, le montant de l'aide financière octroyé par le PED pour chaque mètre cube consommé est de 3,85 ¢/m³³, comparativement au 200 \$/tonne de GES évités représentant 7,69 ¢/m³. L'écart s'explique par l'approche au cas par cas et au plafond de 15 000 \$ qui octroie un montant moindre que le 200 \$/tonne.

Voici le détail du calcul pour le 7,69 ¢/m³ :

$$1 \text{ tonne de GES évités} = (1 / 0,001922) = 520 \text{ m}^3 \text{ de GSR}$$

Le programme exigeant un engagement de 5 ans comporte donc le calcul suivant :

$$\text{¢/m}^3 = (200 \$ / (5 \text{ ans} * 520 \text{ m}^3)) / 100 = 7,69 \text{ ¢/m}^3$$

- 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 ¢/m³ et le montant moyen de l'aide fournie par le PED est de 3,85 ¢/m³ : 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 \$

³ Voir le tableau 4 du complément de preuve à la pièce Énergir-G, Document 5.

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.

- 9.3.2. Veuillez commenter les impacts pour la clientèle si l'aide financière du PED devait excéder les frais de socialisation.

Réponse :

Le montant de l'aide financière du PED a été calibré pour être inférieur au montant du surcoût du GSR, et donc, ne pourrait pas de manière réaliste excéder les frais de socialisation. Advenant une situation improbable où le surcoût du GSR devait diminuer de façon très importante en se rapprochant du coût du GNT, Énergir proposerait une révision de l'aide financière du PED. Énergir rappelle que l'intention du PED est d'encourager l'adhésion à des solutions de décarbonation et non pas de compenser entièrement les surcoûts encourus par les clients qui font ce choix.

- 9.4 Veuillez fournir, sous forme de fichier Excel, le tableau suivant pour les 709 clients mentionnés à la référence (iii).

Client	Type de client (résidentiel, industriel ou commercial)	Type de GES évités (GSR ou biénergie)	Quantité de GES évités	Montant de subvention versé
1				
2				
3				
...				

Réponse :

L'annexe Q-9.4 contient l'information demandée.

- 9.5 En référence (i), Énergir propose le retrait du plafond d'aide de 15 000 \$ par client. Veuillez indiquer si Énergir prévoit mettre un plafond global annuel maximal pour le PED. Veuillez élaborer.

Réponse :

Énergir ne prévoit pas instaurer de plafond global annuel maximal pour le PED. Les paramètres du PED, comme le 200 \$/tonne de GES évités, est en soi une limite maximale

par client. Ensuite, une prévision budgétaire est présentée à la Régie dans le cadre des dossiers tarifaires en fonction des prévisions d'adhésion, couvrant tant l'approche de masse que celle au cas par cas.

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0088](#), p. 5;
 - (ii) Pièce [B-0088](#), p. 10;
 - (iii) Pièce [B-0088](#), p. 6;
 - (iv) Pièce [B-0088](#), p. 12.

Préambule :

(i) « 2.2.1 [...] Peut être admissible au Programme un Client dont l'Adresse de service est raccordée au réseau du Distributeur depuis au moins 12 mois et qui rencontre l'une des deux conditions suivantes ». [Nous soulignons]

(ii) « 2.2.2 [...] 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 % ».

(iii) Énergir présente la formule des GES évités admissibles pour le GSR :

$$\begin{aligned} & \text{GES évités admissibles} \\ &= \text{historique de consommation} \times (\% \text{ de GSR contracté} \\ & \quad - \% \text{ de GSR obligatoire selon la réglementation en vigueur}) \times (\text{Facteur d'émission du gaz naturel} \\ & \quad - \text{Facteur d'émission du biométhane}) \end{aligned}$$

(iv) « Le versement de l'aide financière au Bénéficiaire en vertu du Programme s'effectuera sous forme d'un seul paiement ou de plus d'un paiement lorsque la situation le justifie, à la suite d'une démonstration d'admissibilité au Programme. »

Demandes :

10.1 Veuillez préciser les motifs pour lesquels Énergir juge nécessaire d'ajouter la mention « Peut-être » dans le texte de l'article 2.2.1 du programme tel que mentionné à la référence.

Réponse :

Comme mentionné aux pages 4 et 5 de la pièce B-0088, Énergir-I, Document 1, Énergir réitère que cet ajout lui donnera plus de flexibilité, par exemple, pour assurer un meilleur

contrôle budgétaire ou encore s'adapter et réagir aux autres offres de subventions disponibles sur le marché. Comme spécifié à la réponse à la question 9.5, Énergir juge que l'imposition d'un plafond budgétaire n'est pas opportune. Cependant, elle pourrait vouloir limiter l'octroi de subventions PED momentanément afin d'exercer un contrôle budgétaire adéquat. Cette flexibilité lui permettrait également de s'assurer que les subventions versées permettent d'induire un comportement chez le client en l'amenant à choisir une des solutions de décarbonation offertes par Énergir.

De plus, l'ajout de la mention « Peut être » permet d'être cohérent avec les formulations des textes des programmes commerciaux PRC et PRRC.

- 10.2 Veuillez concilier la proposition d'Énergir citée à la référence (ii) et la formule de la référence (iii). Veuillez élaborer.

Réponse :

Dans le cas du GSR, Énergir propose que pour être admissibles, les tonnes de GES évités doivent être au-delà des GES évités découlant des cibles qui pourraient être définies, via réglementation, pour certains segments de clientèle.

En l'absence de réglementation obligeant un client à acheter du GSR, Énergir a défini un plancher minimal de 5 % dans l'application de la formule. En d'autres termes, Énergir n'offrira pas d'aide financière issue du PED à un client ne s'engageant pas minimalement à acheter 5 % de GSR sur 5 ans. Dans le cas où une nouvelle réglementation amenait Énergir à exiger d'un client qu'il achète un minimum de GSR plus élevé que 5 %, cette nouvelle valeur serait celle utilisée dans l'application de la formule.

Dans cette situation, la formule devrait être :

$$\text{GES évités admissibles} = \text{historique de consommation} \times (\% \text{ de GSR contracté} - \% \text{ de GSR obligatoire selon la réglementation en vigueur}^*) \times (\text{Facteur d'émission du gaz naturel} - \text{Facteur d'émission du biométhane})$$

* En l'absence de réglementation, le plancher minimal de 5 % s'applique.

À cet égard, Énergir dépose une version révisée de la pièce Énergir-I, Document 1.

- 10.2.1. Veuillez préciser ce qu'entend Énergir par l'expression « *absence d'un minimum requis* » proposée à la référence (ii).

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 10.2.

- 10.3 Veuillez préciser les circonstances pour lesquelles l'aide financière serait effectuée en plusieurs versements.

Réponse :

Énergir pourrait répartir l'aide financière en plusieurs versements à la suite de l'analyse du dossier pour des demandes au cas par cas impliquant des montants plus élevés (par exemple 100 k\$ et plus). Pour des montants inférieurs, l'offre par versements risque de ne pas être suffisamment attrayante pour le client. Cette flexibilité permet de soutenir des projets de décarbonation d'envergure tout en assurant une gestion prudente des fonds.

SUIVI DE LA DÉCISION D-2023-018

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0091](#), p. 7 et 8;
 - (ii) Pièce [B-0091](#), p. 9;
 - (iii) Pièce [B-0091](#), p. 6;
 - (iv) Pièce [B-0091](#), p. 8;
 - (v) Pièce [B-0091](#), p. 10;
 - (vi) Dossier R-4213-2022, pièce [B-0011](#), p. 9, réponse à la question 1.8.

Préambule :

- (i) « [...] Énergir constate que :
- *Le prix élevé du GSR réduit la probabilité qu'un client qui est actuellement au GNT opte pour le GSR ou la biénergie GSR lors du remplacement de ses appareils ;*
 - *Le niveau d'incertitude qu'engendrent les initiatives de décarbonation, tant au niveau municipal que provincial, augmente la probabilité qu'un client optant aujourd'hui pour le GNT ne souhaite pas remplacer ses appareils à la fin de leur durée de vie utile, ou ne puisse pas le faire en fonction des réglementations qui existeront à ce moment ;*
 - *Il est difficile de prévoir quelle forme prendra l'offre biénergie dans 20 ans. En tenant pour acquis que l'offre sera renouvelée avec Hydro-Québec selon les paramètres actuels, pour un client souhaitant se convertir à la biénergie dans 20 ans, Énergir verrait la perte de volumes être compensée en grande partie par une contribution GES. Ainsi, l'impact marginal de l'hypothèse moins restrictive de 30 % des volumes proposée par la Régie aurait un impact quasi nul sur l'analyse de rentabilité de ce client ;*
 - *Finalement, Énergir rappelle qu'elle tente toujours de limiter les investissements requis pour la modification de ses systèmes informatiques et que l'ajout de volumes pour les années 21 à 40 nécessiterait de nombreuses modifications, alors que les revenus additionnels générés, une fois actualisés, auraient un faible impact marginal sur l'évaluation de ces raccordements.*

À la lumière de l'ensemble de ces constats, Énergir considère que le critère de prudence devrait primer sur l'évaluation des volumes projetés pour déterminer la rentabilité des projets pour les marchés visés. Ainsi, Énergir ne souhaite pas appliquer l'hypothèse moins restrictive selon laquelle les clients des marchés visés maintiendraient une consommation équivalente à 30 % des volumes pour les années 21 à 40. »

- (ii) « Au moment de rendre la décision D-2023-018, les seuils d'engagement GSR requis pour qu'un client en non-biénergie profite de la période d'évaluation de 40 ans n'étaient pas déterminés. À la suite de la décision de la Régie approuvant la mesure sur les raccordements 100 % renouvelables, il n'a plus été nécessaire de définir de seuil et de période d'engagement, les clients nouvellement raccordés étant soumis à l'obligation de consommer du GSR. Toutefois, après le renversement de cette décision, Énergir a été contrainte de réévaluer son application des seuils.

En cohérence avec son engagement concret à promouvoir des solutions faibles en carbone et ainsi limiter l'ajout de GES générés par le développement du réseau, Énergir a décidé de conserver un seuil de 100 % de consommation de GSR, accompagné d'un contrat de 5 ans pour l'option non-biénergie, pour qu'un client des marchés visés puisse profiter d'une période d'évaluation de 40 ans pour la projection des volumes et des revenus lors du calcul de rentabilité. »

(iii) Énergir présente la moyenne des contributions, l'IP et le PMT pour les segments résidentiels et affaires, ainsi que les résultats si les volumes avaient été considérés sur 40 ans.

(iv) Énergir présente la grille approuvée par la Régie pour l'application du nombre d'années à tenir compte pour la projection des volumes et des revenus dans l'évaluation de la rentabilité des nouveaux raccordements pour les différents segments de marchés.

(v) Énergir présente la grille proposée pour l'application du nombre d'années à tenir compte pour la projection des volumes et des revenus dans l'évaluation de la rentabilité des nouveaux raccordements pour les différents segments de marchés.

(vi) Énergir présente les impacts sur le point mort tarifaire (PMT), l'indice de profitabilité (IP) et la contribution financière d'une évaluation et d'un amortissement sur 20 ans.

Demandes :

11.1 À partir de la référence (i), veuillez :

11.1.1. Fournir un exemple chiffré en soutien à l'affirmation de la première puce.

Réponse :

Cette affirmation s'appuie sur l'hypothèse voulant que le coût du GSR (85,818 ¢/m³ en juin 2025) ou de la biénergie-GSR soit plus élevé que le coût du GNT (18,528 ¢/m³ en juin 2025) ou de la biénergie-GNT, et qu'ainsi, l'avantage compétitif des solutions au gaz face aux alternatives est plus faible si la molécule achetée est du GSR. Si la comparaison est désavantageuse pour l'option au gaz, la probabilité de perte (pour un remplacement vers du *tout à l'électricité*) augmente, puisqu'elle est influencée à la baisse par la compétitivité des solutions au gaz.

11.1.2. Fournir des données illustrant l'impact quasi nul mentionné à la troisième puce.

Réponse :

Énergir présente ci-dessous un cas type de branchement commercial moyen consommant 10 000 m³ annuellement. Énergir a comparé les résultats d'un

revenu requis calculé avec 100 % des volumes et revenus considérés sur 40 ans, avec les résultats d'une conversion implicite à la biénergie à la 21^e année, année où les volumes chuteraient à 30 % et les revenus perdus seraient partiellement compensés par Hydro-Québec.

Tableau Q-11.1.2

	GNT 40 ans	GNT + Conversion biénergie	
		GNT (années 1 à 20)	+ Biénergie (années 21 à 40)
Volumes	10 000 m ³	10 000 m ³	3 000 m ³
Revenus annuels (incluant compensation GES)	2 938 \$	2 938 \$	2 560 \$
IP	1,80	1,74	

On peut ainsi constater que l'écart entre les deux méthodes est peu significatif, soit un indice de profitabilité (IP) en baisse de 3,2 % entre des revenus de GNT sur 40 ans et une conversion implicite à la biénergie à la 21^e année.

11.1.3. Préciser les modifications requises au système informatique indiquées à la quatrième puce, ainsi qu'une estimation des coûts pour les réaliser.

Réponse :

La logique de calcul du revenu requis dans les systèmes informatiques d'Énergir est complexe, et tout changement apporté nécessite des investissements significatifs de temps et de ressources. Une évaluation spécifique des modifications proposées au présent dossier n'a pas été réalisée, mais en se basant sur son expérience passée ayant affecté des fonctionnalités similaires, Énergir estime des efforts répartis sur plusieurs mois et de l'ordre de près de 300 000 \$, en tenant compte du temps de réalisation (experts, analystes d'affaires, développeurs TI), en plus des tests, du déploiement et de la modification des rapports afférents.

11.1.4. Veuillez préciser ce qui permet à Énergir de tenir pour acquis qu'Hydro-Québec reconduira les paramètres actuels de l'entente.

Réponse :

Énergir ne tient pas pour acquis qu'Hydro-Québec reconduira les paramètres actuels de l'entente, mais utilise cette reconduction comme hypothèse de référence, reflétant la meilleure information disponible à l'heure actuelle.

11.1.5. Veuillez préciser les impacts sur votre proposition si cette entente n'était pas renouvelée.

Réponse :

Il est difficile d'évaluer les impacts potentiels du non-renouvellement de cette entente, puisqu'il s'agit d'un scénario hypothétique dans lequel nous ne pouvons présumer de la forme que prendrait l'offre biénergie sans cette entente.

En l'absence d'entente biénergie, *a priori*, les motifs qui soutiennent la proposition n'amèneraient pas Énergir à revoir sa proposition.

11.2 Veuillez indiquer si d'autres scénarios que celui de la référence (ii) ont été envisagés.

Réponse :

Aucun autre scénario n'a été envisagé.

11.2.1. Dans l'affirmative, veuillez préciser pourquoi ils n'ont pas été retenus.

Réponse :

s. o.

11.2.2. Dans la négative, veuillez élaborer.

Réponse :

Comme mentionné en référence (ii), à la suite du renversement de la décision D-2024-007 de la Régie sur les raccordements 100 % renouvelables, Énergir a réfléchi au scénario le plus cohérent avec son engagement à promouvoir des solutions faibles en carbone, et seul le scénario d'un engagement 100 % GSR sur une période de 5 ans répondait à ce critère de cohérence.

Énergir estime qu'un engagement de consommation de 100 % de GSR pour une période de 5 ans démontre une volonté claire du client de choisir une option faible en carbone, de soutenir la transition énergétique et de contribuer à la lutte contre les changements climatiques, et ce, malgré les coûts plus élevés de cette option face au GNT. Un tel engagement augmente la probabilité que ce client demeure raccordé au réseau d'Énergir assez longtemps pour rentabiliser les investissements initiaux.

- 11.3 Étant donnée la nouvelle grille proposée à la référence (v), veuillez indiquer si Énergir a évalué l'impact sur le nombre de nouveaux raccordements. Veuillez notamment préciser si le nombre de nouveaux raccordements serait affecté négativement avec une imposition d'une période d'évaluation de 20 ans à tous les nouveaux clients ne consommant pas de GSR à 100 % pour une période de 5 ans.

Réponse :

Énergir soumet qu'elle n'a pas évalué l'impact de la nouvelle grille proposée à la référence (v) sur le nombre de nouveaux raccordements. Énergir confirme que le nombre de nouveaux raccordements risque d'être affecté négativement avec une imposition d'une période d'évaluation de 20 ans à tous les nouveaux clients ne consommant pas de GSR à 100 % pour une période de 5 ans, mais qu'il est difficile d'évaluer dans quel ordre de grandeur.

Énergir réitère que seule une portion de clients serait négativement affectée par les modifications proposées, puisque bon nombre d'entre eux atteignent le seuil de rentabilité, que ce soit en considérant des revenus sur un horizon de 20 ou de 40 ans.

Par ailleurs, il est probable que viennent s'ajouter à court terme des restrictions aux nouveaux raccordements provenant d'initiatives de décarbonation municipales ou provinciales. De ce fait, il est difficile d'évaluer isolément l'impact de la nouvelle grille proposée à la référence (v).

- 11.3.1. Veuillez fournir les données comparatives concernant le nombre de nouveaux raccordements entre la grille approuvée à la référence (iv) et ceux prévus à la grille proposée à la référence (v).

Réponse :

Énergir n'est pas en mesure d'effectuer cet exercice. Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 11.3.

11.3.2. Considérant le scénario proposé aux références (ii) et (v), veuillez présenter un scénario fictif afin de comparer combien paierait en moyenne annuellement un nouveau client consommant 100 % GSR comparativement à un nouveau client consommant uniquement du GNT. Veuillez inclure dans ce calcul la contribution exigée, le volume et les frais reliés aux volumes consommés, ainsi que les frais reliés à la socialisation. Veuillez présenter le détail des calculs en format Excel et préciser les hypothèses retenues.

Réponse :

Énergir a fait le choix de présenter le cas type du branchement d'un petit client commercial afin de présenter un cas requérant une contribution client (le choix d'un client commercial plus typique de taille moyenne ne générant pas de contribution ni sur 20 ans ni sur 40 ans).

Le tableau ci-dessous présente les informations demandées, alors que les calculs détaillés se trouvent à l'annexe Q-11.3.2.

Tableau Q-11.3.2

	GNT 20 ans	GSR 40 ans
Volumes signés (m^3)	5 209	5 209
Fourniture GNT	511 \$	-
Fourniture GNR	-	4 470 \$
SPEDE	427 \$	-
Socialisation	7 \$	-
Transport	148 \$	148 \$
Équilibrage	267 \$	267 \$
Distribution	1 941 \$	1 941 \$
Facture totale annuelle	3 301 \$	6 825 \$
Contribution exigée (au moment du raccordement)	1 962 \$	-
IP	1,00	1,18

11.3.3. Veuillez déposer une mise à jour du tableau en référence (vi) pour tenir compte de la nouvelle grille proposée à la référence (v).

Réponse :

Le tableau cité en référence (vi) ne subirait aucun impact avec la nouvelle grille proposée à la référence (v) puisque tous les cas types cités se situaient sous le plafond d'application. Les cas types étaient donc déjà affectés par la mesure.

Par ailleurs, la possibilité d'amortir les actifs de façon accélérée ou de réduire la période d'évaluation de 40 à 20 ans, tel que présenté au tableau cité en référence (vi), ne fait pas partie de la présente proposition.

11.3.4. Énergir a-t-elle envisagé la possibilité que la grille proposée dans la référence (v) applique des critères différents pour les segments de marché résidentiel, commercial et institutionnel. Veuillez élaborer.

Réponse :

Énergir n'a pas envisagé cette possibilité. Elle propose une grille simplifiée, compréhensible, uniforme et facile à appliquer. De plus, les clients des segments de marché résidentiel, commercial et institutionnel ayant accès aux mêmes solutions de décarbonation, ils sont traités de façon équitable.

11.3.4.1. Dans la négative, veuillez commenter la possibilité pour Énergir de modifier la grille proposée à la référence (v) afin qu'elle comporte des critères différents par segments de marchés.

Réponse :

Énergir ne croit pas nécessaire de proposer des modifications aux critères proposés puisqu'elle considère que la grille en référence (v) permet de tenir compte des risques posés par chaque segment de marché. Elle souhaite également une grille permettant une mise en application simple et facile d'interprétation, tant par les clients externes que par les partenaires certifiés et les employés à l'interne.

11.4 Étant donnée la nouvelle grille proposée à la référence (v), veuillez indiquer si l'élimination des plafonds des segments de marché affectera la contribution moyenne pour une période d'évaluation de 20 ans tel que présenté à la référence (iii).

Réponse :

Énergir confirme que l'élimination des plafonds des segments de marchés affectera la contribution moyenne dans le futur, de même que la proportion de clients touchés. Il est cependant difficile d'évaluer dans quel ordre de grandeur, puisque généralement, les clients consommant de grands volumes de gaz génèrent une rentabilité plus élevée et sont moins affectés par la mesure proposée.

Par ailleurs, comme mentionné à la page 6 de la pièce B-0091, Énergir-I, Document 4, la proportion de clients affectés par la mesure dépendra grandement du contexte de réalisation (type de bâtiment, nombre de portes desservies, région, vente individuelle ou faisant partie d'un projet, construction d'un branchement complet ou pose de compteurs, etc.).

- 11.5 Veuillez indiquer les taux d'effritement utilisés dans votre analyse. Veuillez également indiquer si une mise à jour de ces taux serait requise dans un contexte d'un scénario de décroissance importante de consommation de gaz naturel.

Réponse :

Comme pour l'ensemble des ventes signées depuis la décision D-2018-080, le taux de maturation systématiquement utilisé dans le revenu requis est de 85 % pour les marchés résidentiel et commercial, comme ordonné par la Régie dans la décision précitée au paragraphe 262.

Pour l'instant aucune mise à jour de ce taux n'est jugée nécessaire par Énergir. La modification proposée au présent dossier permettra d'ailleurs de s'assurer que les clients les plus à risque de quitter le réseau gazier prématurément auront rentabilisé l'investissement initial avant leur 21^e année de consommation, ce qui permet de mitiger le risque associé à leur raccordement.

SUIVI DE LA DÉCISION D-2023-068

- 12. Références :** (i) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0162](#), p. 11, réponse à la question 4.3;
(ii) Pièce [B-0094](#), p. 2.

Préambule :

(i) Énergir présente les aides financières prévues pour les participants en mode biénergie pour les volets d'appareils dans le cadre du PGEÉ d'Énergir. Notamment, l'aide financière totale prévue pour le programme *Chaudière à condensation (appareils $\geq 300\,000$ Btu/h)* est de 4 756 \$ pour l'année 2025-2026.

(ii) Énergir présente les aides financières prévues en 2025-2026 pour les participants en mode biénergie pour les volets du PGEÉ d'Énergir. Notamment, l'aide financière totale prévue pour le programme *Chaudière à condensation (appareils $\geq 300\,000$ Btu/h)* est de 258 192 \$ pour l'année 2025-2026.

Demande :

- 12.1 Veuillez expliquer l'écart entre les références (i) et (ii) pour l'aide financière prévue pour le volet *Chaudière à condensation*.

Réponse :

Une erreur s'est glissée dans le calcul de l'aide financière présentée dans la pièce en référence (i), dans la section « *Chaudière à condensation (appareils $\geq 300\,000$ Btu/h)* ».

La correction a été apportée au tableau 1 de la pièce B-0094, Énergir-J, Document 3 du présent dossier tarifaire. L'aide financière prévue pour le volet *Chaudière à condensation* en 2025-2026 pour les participants en mode biénergie est bel et bien de 258 192 \$, comme présenté à la pièce en référence (ii).

CASEP

13. Références : Pièce [B-0092](#), p. 2.

Préambule :

« Le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) a informé Énergir, s.e.c. (Énergir) le 1^{er} mai 2025 qu'il n'approuvait pas le programme CASEP.

La décision du MELCCFP n'a pas d'impact sur les tarifs proposés par Énergir dans le présent dossier tarifaire étant donné qu'elle n'avait, de toute façon, pas l'intention de demander de budget additionnel pour l'enveloppe CASEP pour l'année tarifaire 2025-2026. Énergir présentera à la Régie de l'énergie (Régie), dans un dossier ultérieur, une proposition de traitement quant au solde du CASEP. »

Demande :

13.1 Veuillez fournir les différentes alternatives envisagées à ce jour pour le traitement du solde du CASEP.

Réponse :

Suivant la décision du MELCCFP de ne pas approuver le CASEP, Énergir soumet que, tel qu'ordonné par le MELCCFP, elle a cessé d'offrir du CASEP sur les nouvelles ventes depuis le 1^{er} mai 2025. Toutefois, Énergir continuera de verser du CASEP sur les ventes signées avant le 1^{er} mai 2025 pour lesquelles elle s'était engagée à verser cette subvention. Comme indiqué à la pièce B-0092, Énergir-J, Document 1, une proposition quant au traitement du solde du CASEP à la suite du versement des subventions restantes sera soumise à la Régie dans un prochain dossier tarifaire. Énergir ne peut à ce moment fournir d'alternatives envisagées.

13.1.1. Notamment, veuillez indiquer si Énergir souhaite reconduire le programme CASEP en utilisant le solde. Dans la négative, veuillez fournir les justifications.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 13.1.

COÛTS ÉVITÉS

- 14. Références :**
- (i) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0017](#), p. 58;
 - (ii) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0105](#).

Préambule :

- (i) « Les coûts évités de gaz naturel utilisés sont ceux du scénario « trajectoire actuelle » de la plus récente étude sur le sujet pour lequel Énergir a actualisé les divers intrants de ce scénario. »
- (ii) Énergir présente le rapport concernant les coûts évités, ainsi que la mise à jour de la méthodologie et des projections.

Demande :

- 14.1 Tel que réalisé dans le cadre du dossier R-4257-2024 en référence (i), veuillez confirmer que la plus récente étude sur les coûts évités cités à la référence (ii) a été utilisée dans le cadre du présent dossier tarifaire. Veuillez élaborer.

Réponse :

La méthodologie présentée en référence (ii) a été utilisée pour déterminer les coûts évités ayant servi au calcul des tests de rentabilité des programmes et des volets qui sont présentés au tableau 2 du complément de preuve du PGEÉ déposé à la pièce Énergir-J, Document 5.

De plus, à l'instar de l'approche utilisée en référence (i), Énergir a actualisé les divers intrants de la méthodologie d'établissement des coûts évités dans le cadre du présent dossier.

MÉCANISME DE DÉCOUPLAGE DES REVENUS ET MODE DE PARTAGE DES ÉCARTS DE RENDEMENT

15. **Références :**
- (i) Pièce [B-0081](#), p. 4 à 6.
 - (ii) Tableau établi par la Régie.

Préambule :

(i) « Ce mécanisme de découplage [MDR] permet de réduire la volatilité des trop-perçus (TP) et des manques à gagner (MAG) tout en valorisant la saine gestion des coûts, puisqu'il favorise la mise en place de mesures visant à accroître la productivité. 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.

[...]

Énergir est d'avis que l'actuel mécanisme de découplage des revenus – avec ses avantages reconnus à l'égard de la valorisation d'une gestion rigoureuse des coûts, de l'efficacité énergétique et de la réduction des gaz à effet de serre, ainsi que ses effets favorables sur l'allègement réglementaire et l'asymétrie d'information – devrait conserver, à moyen terme, toute sa pertinence dans le plan de transition énergétique mis de l'avant par le gouvernement du Québec dans son PL 69.

[...]

Une illustration du mode de partage en vigueur depuis l'année tarifaire 2019-2020 est présentée au tableau suivant :

Tableau 1
Mode de partage actuel Énergir

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

»

[...]

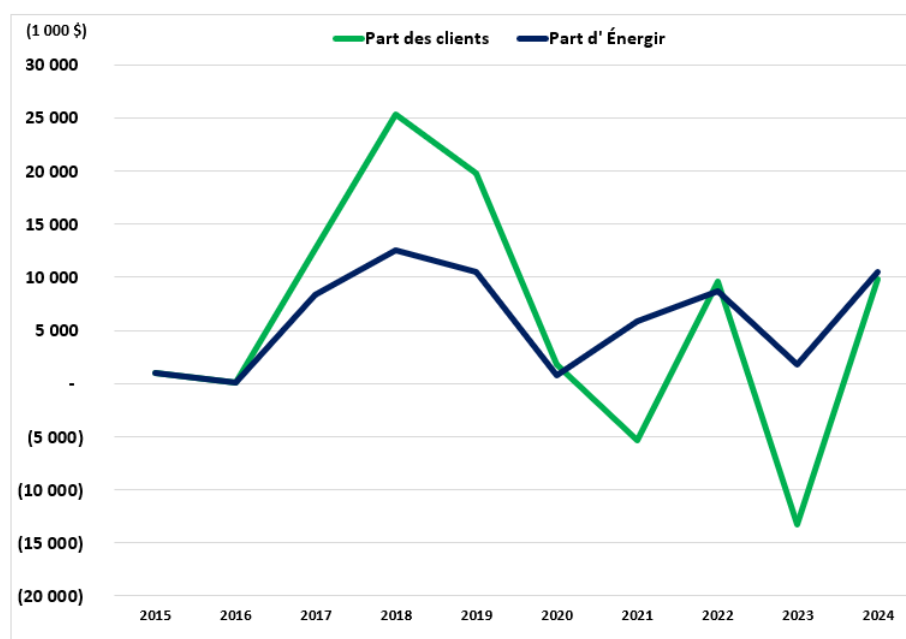
Ainsi, Énergir présente ci-après un balisage effectué à l'égard des modes de partage des écarts de rendement, lequel a été appliqué aux exercices terminés en 2024 pour des entités canadiennes comparables. Sans tenir compte du contexte réglementaire de chacune des entreprises ci-après, Énergir constate que son mode de partage demeure, encore aujourd'hui, parmi les plus contraignants des distributeurs gaziers canadiens. » [nous soulignons]

(ii) Références aux dossiers de rapport annuel :

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Dossier	R-3951-2015	R-3992-2016	R-4024-2017	R-4079-2018	R-4114-2019	R-4136-2020	R-4175-2021	R-4209-2022	R-4242-2023	R-4288-2024
Pièce	B-0138	B-0039	B-0047	B-0046	B-0041	B-0045	B-0050	B-0052	B-0049	B-0042
Décision	D-2016-131	D-2017-073	D-2018-117	D-2019-148	D-2020-097	D-2021-082	D-2022-098	D-2023-102	D-2024-066	à venir

En considérant les informations présentées dans les dossiers de rapport annuels des années 2014-2015 à 2023-2024, la Régie établit le tableau et graphique suivant :

Partage du (trop-perçu) / manque à gagner de Distribution (en milliers de \$)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trop perçu avant impôts (manque à gagner)	1 801	65	21 001	37 836	30 287	2 553	513	18 178	(11 476)	20 212
Part des clients	900	32	12 641	25 309	19 748	1 826	(5 392)	9 544	(13 218)	9 763
Part d' Énergir	900	32	8 360	12 528	10 539	728	5 905	8 634	1 743	10 449



Demandes :

15.1 En référence (i), Énergir indique que le MDR réduit la volatilité des TP et des MAG. Les informations en référence (ii) suggèrent que les TP et des MAG en distribution attribuables à Énergir semblent moins volatiles comparativement aux variations observées du TP et des MAG attribuables à la clientèle. Sachant que le MDR a été introduit pour la période 2020-2024, veuillez préciser si et comment, le cas échéant, le MDR a :

15.1.1. Permis de réduire la volatilité des TP et des MAG.

Réponse :

Effectivement, comme expliqué par Énergir lors de la mise en place du mécanisme de découplage des revenus⁴, 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.

15.1.2. Permis de réaliser chacun des avantages attendus à la référence (i), soit d'accroître la productivité et de valoriser une gestion rigoureuse des coûts, accroître l'efficacité énergétique et réduire les gaz à effet de serre, ainsi que de favoriser l'allégement réglementaire et l'asymétrie d'information

Réponse :

Énergir ne pouvant plus générer de rendement additionnel à partir des écarts de revenus, la seule voie restante pour atteindre un rendement supplémentaire réside dans une gestion rigoureuse des coûts. En mettant en œuvre des initiatives de productivité et en assurant un suivi serré des éléments sous son contrôle, notamment les dépenses d'exploitation, Énergir a réussi à réaliser des économies. Ces économies, en plus de contribuer à l'atteinte d'un rendement additionnel pour

⁴ Dossier R-4076-2018, pièce B-0148, Énergir-E, Document 2, p. 24.

les actionnaires, ont également profité à la clientèle, qui a pu bénéficier en partie des trop-perçus dégagés.

Le mécanisme de découplage des revenus permet également à Énergir de mettre en place des mesures d'efficacité énergétique sans craindre un manque à gagner pour l'actionnaire. En effet, comme les écarts de revenus sont retournés à la clientèle, Énergir n'est pas pénalisée si les revenus s'avèrent inférieurs à ceux prévus en raison de ses efforts visant à améliorer l'efficacité énergétique de ses clients et réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Le mécanisme de découplage des revenus permet aussi de répondre aux préoccupations liées à l'asymétrie d'information, en atténuant les perceptions négatives des clients à l'égard des trop-perçus générés par des écarts de prévisions pouvant être jugées trop conservatrices.

Finalement, l'allégement réglementaire se réalise plutôt par l'ensemble des mesures mises en place dans le cadre réglementaire allégé. Ce cadre s'échelonnant sur quelques années permet la mise à jour tarifaire sans avoir à procéder, chaque année, à une remise en question complète des coûts et des processus en place. Au niveau plus précis du mécanisme de découplage, en atténuant les préoccupations liées à l'asymétrie d'information, les demandes de renseignement peuvent être réduites.

- 15.2 Veuillez commenter les résultats du mode de partage des TP et des MAG en vigueur (référence (i)) sur la période 2020-2024 par rapport à la période 2015-2019 en référence (ii), en lien avec le partage du risque entre Énergir et la clientèle.

Réponse :

Le mode de partage des écarts de rendement prévalant de 2020 à 2024 est calibré selon le cadre réglementaire mis en place durant cette période. Une comparaison des résultats de ce mode de partage avec ceux d'un autre mode de partage, appliqué de 2015 à 2019 dans un cadre réglementaire différent, ne permettrait pas de tirer de conclusion valable.

Il est cependant possible d'affirmer que le cadre réglementaire actuel avec le mécanisme de découplage des revenus permet un partage équitable des écarts de rendement entre Énergir et sa clientèle. D'une part, Énergir ne peut générer de rendement additionnel que dans le cadre d'une gestion rigoureuse de ses coûts et, d'autre part, les tarifs assumés par la clientèle sont ajustés pour corriger les écarts de projection de revenus ayant affecté les tarifs précédents.

- 15.3 Énergir présente un balisage effectué à l'égard des modes de partage des écarts de rendement en vigueur en 2024 pour des entités canadiennes comparables. Veuillez préciser les éléments du cadre réglementaire appliqués par chacun de ces distributeurs, notamment si elles appliquent un mécanisme équivalent au MDR.

Réponse :

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.

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 Québec (Gazifère) a mis en place un mécanisme de découplage des revenus semblable à celui d'Énergir.

PRIX DE FOURNITURE DU GSR ET SOCIALISATION

- 16. Références :**
- (i) Dossier R-4008-2017, décision [D-2021-158](#), p. 72 et 76;
 - (ii) Dossier R-4288-2024, pièce [B-0073](#), annexe 1;
 - (iii) Pièce [B-0160](#), p. 1;
 - (iv) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0131](#), p. 6 et 7;
 - (v) [Prix de fourniture de gaz naturel débutant le 1^{er} juin 2025](#), p. 1;
 - (vi) Pièce [B-0150](#), p. 4 à 7;
 - (vii) Tableau produit par la Régie.

Préambule :

- (i) « [313] L'écart de prix cumulatif GNR serait calculé de la façon suivante¹⁶¹ :

$$\text{Écart de prix cumulatif GNR (¢/m}^3\text{)} = \frac{(\text{Solde du CFR-écart de prix cumulatif GNR}_{t-2} + \text{Intérêts capitalisés}_{t-1})}{\text{Total des volumes de vente GNR prévus à la cause tarifaire.}}$$

[...]

¹⁶¹ Pièce B-0573, p. 27.

[...]

[319] La Régie reconnaît que, tout comme dans le cas du gaz de réseau, un compte d'écart est requis afin de récupérer des manques à gagner ou des trop-perçus réalisés en raison de l'écart entre les coûts d'achats réels et les revenus de vente de la molécule de GNR. Elle accepte donc la création du CFR-écart de prix cumulatif GNR.

[...]

[335] En conséquence, la Régie autorise la création du CFR-écart de prix cumulatif GNR et les paramètres s'y rattachant, conformément aux sections 3.1 et 6.1 de la pièce B-0573. »

- (ii) La Régie a approuvé la méthode d'établissement de l'écart de prix cumulatif du GSR dans sa décision [D-2021-158](#), au paragraphe 335. Selon cette méthode, le solde du CFR-écart de prix cumulatif GSR constaté au rapport annuel 2024, majoré de la valeur des intérêts capitalisés, sera intégré dans le tarif GSR de l'exercice 2025-2026.

- (iii) Pour l'exercice clos le 30 septembre 2024, le CFR de l'écart de prix cumulatif du GSR est de 6 548 k\$.

(iv) Énergir présente ses prévisions d'approvisionnement et de distribution de GSR pour la période de 2026 à 2029. Pour l'année 2025-2026, le volume total des ventes prévu s'élève à 37 875 10³m³. En excluant les volumes liés aux achats directs en territoire et à l'autoconsommation, la consommation prévue de GSR s'élève à 31 830 10³m³.

(v) « La composante Écart de prix cumulatif GSR à intégrer au prix du GSR de l'année 2024-2025 est calculée comme suit¹ :

$$\begin{aligned} \text{Écart de prix cumulatif GSR (¢/m}^3\text{)} &= \\ \frac{(\text{Solde du CFR} - \text{écart de prix cumulatif GSR } t-2 + \text{Intérêts capitalisés } t-1)}{\text{Total des volumes de vente GSR prévus à la cause tarifaire}} \\ &= \frac{1,572 \text{ (¢/m}^3\text{)}}{51\,931\,000 \text{ m}^3} = \frac{816\,457 \text{ \$}^2}{51\,931\,000 \text{ m}^3} \end{aligned}$$

[...]

¹ R-4008-2017, décision D-2021-158, paragr. 231.

² Correspond à l'écart de prix cumulatif projeté au 30 septembre 2024 à récupérer des clients dans le tarif de l'année 2024-2025 déposé dans le cadre du dépôt mensuel du prix de la fourniture.

³ B-0013, Énergir-H, Document 6, p. 1, l. 24. [Il s'agit du volume total des ventes prévus pour l'année 2024-2025].

(vi) « Ainsi, l'utilisation des ventes de GSR comme dénominateur pour les composantes 2 et 3 se justifiait parce que l'écart de prix était adéquatement assumé par les consommateurs volontaires de GSR. Par conséquent, l'enjeu de causalité des coûts était absent, car le seuil réglementaire était proche de la demande volontaire. Ce n'est cependant plus le cas. En effet, la demande volontaire de GSR moins importante que prévu, jumelée aux achats de GSR qui se font à l'avance pour respecter les seuils réglementaires, crée un écart important entre les volumes d'achat et ceux des ventes, créant ainsi une certaine incohérence au moment de la récupération des coûts d'acquisition du GSR. Conséquemment, Énergir juge qu'il est opportun d'apporter des ajustements au calcul du prix du GSR.

[...]

Le prix du GSR étant déterminé lors de la cause tarifaire, l'utilisation des volumes d'achats pour toutes les composantes du prix permettra la récupération des montants appropriés au fil des années.

Tableau 1
Historique du CFR d'écart de prix cumulatif GSR

		2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
1	Solde à récupérer (000 \$)	353	(694)	2 408	816	6 070
2	Volumes projetés de vente GSR ($10^3 m^3$)	66 588	40 000	123 566	51 931	31 830
3	Taux de récupération ($\$/m^3$) (ligne 1 / ligne 2)	0,530	(1,735)	1,949	1,572	19,070
4	Volumes d'achats projetés ($10^3 m^3$)	35 968	94 936	123 566	210 738	263 786
5	Solde récupéré (000 \$) (ligne 3 * ligne 4)	191	(1 647)	2 408	3 313	50 303
6	Sur / (sous) Facturation (000 \$) (ligne 1 – ligne 5)	(162)	(953)	0	2 497	44 233

[...]

Quant au changement de la formule du surcoût du GSR invendu (composante 3), aucun effet n'est constaté pour l'instant, car Énergir ne se trouve pas dans une situation de GSR invendu au-delà du seuil : la composante est donc égale à 0 $\$/m^3$.

Tableau 2
Comparaison du prix du GSR selon la méthodologie

	Méthode actuelle		Méthode proposée	
	Calcul ($\$/m^3$)	Tarif ($\$/m^3$)	Calcul ($\$/m^3$)	Tarif ($\$/m^3$)
Coût moyen d'achat projeté pour les 12 mois de la cause tarifaire	$\frac{244\,220\,068}{263\,786\,498}$	92,583	$\frac{244\,220\,068}{263\,786\,498}$	92,583
Écart de prix cumulatif GSR	$\frac{6\,069\,910}{31\,830\,119}$	19,070	$\frac{6\,069\,910}{263\,786\,498}$	2,301
Surcoût GSR invendu	$\frac{0}{31\,830\,119}$	0,000	$\frac{0}{263\,786\,498}$	0,000
Prix GSR ($\\$/m^3$)	111,652		94,884	

»

[nous soulignons]

Demandes :

- 16.1 Veuillez concilier les montants indiqués pour le solde du CFR de l'écart de prix cumulatif du GSR entre les références (iii) et (vi).

Réponse :

Afin d'estimer le solde du CFR de l'écart de prix cumulatif du GSR de 6 070 M\$ pour l'année 2025-2026, Énergir utilise tout d'abord le solde du CFR d'écart de prix cumulatif du GSR au 30 septembre 2024 de 6 548 M\$ qui se retrouve à la ligne 11 du tableau de la référence ii).

Par la suite Énergir retire l'écart de prix cumulatif de 816 k\$ à remettre aux clients dans le tarif GSR de l'année 2024-2025, car cette somme est déjà récupérée dans le tarif GSR de l'année en cours et ne concerne pas l'exercice 2025-2026.

Finalement, Énergir ajoute les intérêts capitalisés de 338 k\$ qu'elle prévoit courir en 2024-2025 sur le solde du CFR de l'exercice clos le 30 septembre 2024.

Comme le démontre le tableau suivant, le résultat de ce calcul présente un solde pour le CFR de l'écart de prix cumulatif du GSR pour l'année 2025-2026 de 6 070 M\$.

Tableau Q-16.1
Conciliation du CFR écart de prix cumulatif du GSR

	(\$)	Référence
Solde au livre de l'ensemble des CFR d'écart de prix cumulatif du GSR au 30 sept. 2024	6 548	Dossier R-4288-2024, pièce B-0073, Énergir-12, Document 8, annexe 1, page 1, ligne 11
<u>Moins</u> : Écarts de prix cumulatifs à remettre dans l'exercice 2024-2025	(816)	Dossier R-4288-2024, pièce B-0073, Énergir-12, Document 8, annexe 1, page 1, ligne 10
<u>Plus</u> : Estimé des intérêts capitalisés courus pour 2024-2025	338	
<u>Égal</u> : Solde au livre du CFR d'écart de prix cumulatif du GSR au 30 sept. 2025	6 070	Pièce B-0150, Énergir-Q, Document 11, tableau 1 du présent dossier

- 16.2 Veuillez préciser si Énergir achète le GSR au tarif GSR. Dans l'affirmative, veuillez justifier le fait de soustraire les volumes d'autoconsommation du dénominateur de la référence (vi).

Réponse :

Non, Énergir se procure le GSR auprès de différents fournisseurs à des prix reflétant l'entente qu'Énergir a contractée avec chacun d'eux. Pour la liste des fournisseurs et les prix d'acquisition, la Régie peut se référer à la page 2 de la pièce B-0161, Énergir-H, Document 6.

- 16.3 Concernant la référence (i), veuillez confirmer que la composante 2 avait pour objectif de récupérer au Tarif GSR les manques à gagner ou les trop-perçus réalisés en raison de l'écart entre les coûts d'achats réels et les revenus de vente de la molécule de GSR.

Réponse :

Énergir souhaite clarifier un élément qui a pu porter à confusion. À la référence i) de l'extrait de la décision D-2021-158, on peut lire ce qui suit :

« [319] La Régie reconnaît que, tout comme dans le cas du gaz de réseau, un compte d'écart est requis afin de récupérer des manques à gagner ou des trop-perçus réalisés en raison de l'écart entre les coûts d'achats réels et les revenus de vente de la molécule de GNR. Elle accepte donc la création du CFR-écart de prix cumulatif GNR. [...] »
[Énergir souligne]

Or, cet extrait s'appuie probablement sur le passage de la preuve d'Énergir⁵, qui mentionnait :

« [...], le solde de l'écart de prix cumulatif GNR à transférer dans le tarif de GNR comprendrait la différence cumulée au cours de l'année tarifaire entre le coût réel d'achat du GNR déboursé par Énergir et les revenus générés par le prix du GNR facturé à la clientèle. » [Énergir souligne]

Énergir aurait plutôt dû utiliser la même formulation que celle employée pour le compte CFR d'écart de coût cumulatif du gaz de réseau et présenté dans la même preuve⁶, soit :
« [...] l'écart entre le coût d'acquisition projeté et facturé à la clientèle [...] et le coût

⁵ Dossier R-4008-2017, pièce Gaz Métro-5, Document 3, page 28, lignes 20 à 22.

⁶ Dossier R-4008-2017, pièce Gaz Métro-5, Document 3, page 27, lignes 8 et 9.

d'acquisition réel [...] », dans lequel le coût d'acquisition projeté et facturé correspond au tarif de fourniture multiplié par le volume d'achat d'Énergir.

En réalité, comme dans le cas du GNT, la vente de la molécule GSR n'a aucun effet sur la mécanique de calcul des manques à gagner ou des trop-perçus. Autrement dit, le compte CFR de l'écart de prix du GSR vise uniquement à récupérer ou à rembourser les écarts entre (i) le coût d'acquisition projeté (déterminé à partir du tarif GSR) et (ii) le coût d'acquisition réel.

Ainsi, à la lumière de cette précision, Énergir peut confirmer que la composante 2 a pour objectif de récupérer au tarif GSR les manques à gagner ou les trop-perçus réalisés en raison de l'écart entre les coûts d'achats réels par Énergir auprès des producteurs et les coûts d'acquisition projetés (déterminés à partir du tarif GSR).

De plus, Énergir souhaite clarifier certains éléments de sa demande relative à la modification du tarif GSR. Cette demande vise exclusivement à corriger une incohérence dans le calcul des composantes 2 et 3 du prix du GSR. Elle n'a pas pour objectif de réduire ce tarif ni de modifier le mode de socialisation, pour lequel Énergir continuera de se conformer pleinement aux décisions rendues par la Régie.

RAPPEL DE LA DEMANDE

Composante 2 - Écart de prix cumulatif du GSR

Création du CFR - Écart de prix cumulatif de la fourniture GSR (CFR – Écart de prix)

Tout comme le CFR cumulant les écarts de prix lors de l'achat du gaz de réseau par Énergir, le CFR – Écart de prix se crée lors de l'achat de la fourniture GSR par Énergir. Ainsi, pour chaque mètre cube de GSR acheté par Énergir, cette dernière comptabilise au *CFR – Écart de prix* la valeur de l'écart entre le coût réel d'acquisition de la molécule de GSR auprès d'un fournisseur (producteur) et le tarif du GSR autorisé par la Régie. Énergir procède ainsi puisque l'inventaire de GSR est valorisé selon le tarif en vigueur. Cette méthode vise à ce qu'Énergir ne génère aucun profit sur la vente de fourniture et à ce que le tarif reflète le coût d'acquisition.

Renversement du solde du CFR – Écart de prix

À la cause tarifaire, Énergir utilise le solde du *CFR – Écart de prix* de l'année t-2 comme intrant au calcul du tarif du GSR. En cours d'année, le tarif du GSR en vigueur est ensuite utilisé pour comptabiliser les achats de GSR par Énergir. Par exemple, en reprenant les données du tableau 2 de l'annexe Q-16.3, si au moment de la cause tarifaire le coût moyen d'acquisition prévu de 1 m³ est de 86,957 ¢/m³ et que l'écart de prix provenant de l'année t - 2 est de 2,522 ¢/m³, le tarif de GSR sera établi à 89,478 ¢/m³. En cours d'année, l'achat d'un mètre cube de GSR par Énergir sera comptabilisé à l'inventaire selon le tarif à

89,478 ¢/m³. Dans la mesure où Énergir ne prévoyait déboursier que 86,957 ¢/m³ pour acquérir ce mètre cube, elle imputera -2,522 ¢/m³ à l'écart de prix, ce qui ramènera le solde du CFR à 0 \$. Les écarts entre le tarif (89,479 ¢/m³) et le coût réel d'acquisition du mètre cube acheté par Énergir seront, pour leur part, comptabilisés au CFR selon la mécanique de création expliquée précédemment.

Puisque le *CFR – Écart de prix* se renverse au rythme des achats d'Énergir auprès des producteurs, chaque mètre cube acheté contribue à reverser ce solde. L'un des objectifs du calcul de la composante 2 du tarif GSR est d'en établir la valeur en ¢/m³ avec la plus grande précision possible, afin d'assurer un renversement du solde du *CFR – Écart de prix*.

Problématique soulevée

Compte tenu de ce qui précède, la problématique réside dans le fait que le taux unitaire lié au solde du *CFR – Écart de prix* inclus au tarif GSR est calculé sur la base des volumes de ventes volontaires projetées, alors que ce solde se crée et se renverse sur la base des volumes d'achats faits par Énergir auprès des producteurs. Cette différence de traitement crée l'incohérence à la base de la demande d'Énergir. Ainsi, puisque les ventes sont significativement inférieures aux achats d'Énergir auprès des producteurs, le taux appliqué pour renverser le *CFR – Écart de prix* génère automatiquement de nouveaux écarts encore plus grands que le solde d'origine.

Jusqu'à maintenant, cette incohérence n'a pas eu d'impact significatif puisque dans ses projections, Énergir déterminait un volume d'achat similaire aux ventes projetées.

Un exemple basé sur des hypothèses de volumes et de solde du *CFR – Écart de prix* est présenté à l'annexe Q-16.3 afin de démontrer les effets du maintien de la méthode actuelle. Pour fin de simplification, Énergir conserve les mêmes volumes d'achat et de vente pour les différents exercices et considère qu'aucun nouvel écart de prix (écart entre le coût d'acquisition projeté le coût d'acquisition réel) ne se crée à la suite de nouveaux achats de GSR auprès des producteurs afin d'illustrer de façon claire la problématique soulevée par Énergir.

Méthode actuelle (tableau 1 de l'annexe Q-16.3)

Selon la méthode actuelle, Énergir détermine lors de la cause tarifaire la portion du prix du GSR associé à la composante 2 sur la base des ventes projetées. Avec un solde à récupérer de 5,8 M\$, ce sont 11,154 ¢/m³ qui iront à l'encontre du *CFR écart de prix* lors de l'achat d'Énergir auprès des producteurs de chaque mètre cube de GSR.

Ainsi avec un niveau d'achat auprès des producteurs de 230 10⁶m³, Énergir ajoutera un total de 25,7 M\$ au *CFR écart de prix* au lieu du 5,8 M\$ prévu (230 10⁶ m³ X 11,154 ¢/m³ = 25,7 M\$). Conséquemment, le nouveau solde du *CFR – Écart de prix* qui sera utilisé à

son tour pour déterminer le tarif du GSR lors de la cause tarifaire à l'année $t + 2$ sera de 19,9 M\$ à remettre aux clients.

À l'année $t + 2$, la même mécanique s'applique. Le nouveau solde à remettre de 19,9 M\$ sera intégré dans le tarif du GSR. Ce dernier subit une baisse importante via la composante 2 qui est fixée à $-38,180 \text{ ¢/m}^3$. Avec un volume d'achat auprès des producteurs de $230 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$, Énergir ajoutera un total de 76,4 M\$ au CFR plutôt que le 19,9 M\$ prévu. Par conséquent, le solde du *CFR – Écart de prix* à la fin de l'année $t + 2$ sera de 56,5 M\$ à récupérer des clients.

À noter que la situation inverse se produirait si à l'année t le solde du *CFR – Écart de prix* avait été à remettre au client.

En résumé, la méthode actuelle ne permet pas de renverser adéquatement le solde du *CFR – Écart de prix* sans générer un nouvel écart important et ainsi affecter à la hausse ou à la baisse le tarif du GSR lors de la cause tarifaire suivante. Ceci cause une volatilité inutile au tarif du GSR. De plus, la méthode actuelle fait en sorte qu'Énergir s'éloigne d'une tarification qui représente le coût d'acquisition de la fourniture GSR, comme démontré par le tarif de GSR qui passe de $98,110 \text{ ¢/m}^3$ à l'année t à $48,776 \text{ ¢/m}^3$ à l'année $t + 2$, alors que le coût moyen d'acquisition est de $86,957 \text{ ¢/m}^3$.

Méthode proposée (tableau 2 de l'annexe Q-16.3)

La méthode proposée détermine la portion du tarif du GSR pour la composante 2 sur la base des volumes d'achats projetés d'Énergir auprès des producteurs. De cette façon, un tarif de $2,522 \text{ ¢/m}^3$ ira à l'encontre du *CFR – Écart de prix*.

Ainsi, avec un niveau d'achat auprès des producteurs de $230 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$, Énergir récupérera un total de 5,8 M\$, correspondant exactement au solde du *CFR – Écart de prix*. Par conséquent, le nouveau solde du *CFR – Écart de prix*, qui servira à établir le prix du GSR lors de la cause tarifaire à l'année $t + 2$, sera nul. De cette façon, théoriquement, le *CFR – Écart de prix* se renverse de façon plus exacte, le prix du GSR conserve une plus grande stabilité et il se rapproche d'une tarification qui représente le coût d'acquisition de la fourniture GSR.

En pratique, une légère différence subsistera toujours dans le *CFR – Écart de prix*, puisque le volume d'achats projeté d'Énergir auprès des producteurs lors de la cause tarifaire différera probablement du volume réel. Toutefois, comme cet écart devrait être minime, le solde résiduel du *CFR – Écart de prix* demeurera faible.

Composante 3 – Surcoût du GSR invendu

Bien que la composante 3 soit nulle pour l'instant, la même logique que celle expliquée précédemment s'applique. Énergir n'entrevoit pas utiliser cette composante à court terme.

- 16.4 Concernant la référence (vi), veuillez expliquer en quoi les composantes 2 et 3, qui se justifiaient préalablement, deviennent incohérentes en raison de l'augmentation de l'écart des volumes d'achat et de ventes.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 16.3.

- 16.5 Concernant la référence (vi), pour la composante 2, veuillez justifier le fait qu'Énergir applique le taux de récupération de 19,070 ¢/m³ sur chaque mètre cube du volume d'achat de GSR plutôt que sur le volume de ventes projeté de 31 830 119 m³. Dans votre réponse, veuillez notamment préciser auprès de quelle clientèle et par quelles mesures Énergir entend récupérer le solde de 6,1 M\$.

Réponse :

Comme indiqué à la réponse à la question 16.3 et conformément au fonctionnement du mécanisme du *CFR – écart de prix*, ce dernier se renverse au rythme des achats. Ainsi, Énergir applique le taux de 19,070 ¢/m³ au volume d'achats de GSR plutôt qu'au volume de ventes projetées. Le tableau 1 à la page 5 de la pièce B-0150, Énergir-Q, Document 11 a précisément pour but de mettre en évidence cette incohérence.

En effet, tenter de récupérer un solde de 6,1 M\$ à un taux de 19,070 ¢/m³ établi à partir des ventes (achats volontaires), mais appliqué aux achats de GSR fait par Énergir auprès des producteurs, générerait un renversement erroné de l'ordre de 50,3 M\$ pour un solde de fin du *CFR – écart de prix* de 44,2 M\$. Ce nouveau solde serait à récupérer dans une cause tarifaire ultérieure.

Cependant, si Énergir appliquait la méthode qu'elle propose, le taux de récupération serait de 2,301 ¢/m³ (soit 6,1 M\$ ÷ 263 786 10³m³ d'achats). Ainsi, le montant de 6,1 M\$ serait intégralement récupéré au moment des achats de GSR auprès des producteurs.

La proposition d'Énergir ne change pas la clientèle auprès de laquelle le *CFR - écart de prix* est récupéré. Ce dernier se récupère auprès de la clientèle volontaire via le tarif de fourniture GSR qu'elle paie et par la clientèle non volontaire via les frais de socialisation pour lequel le tarif GSR est un intrant.

- 16.6 Concernant la référence (vi), pour la composante 3, veuillez expliquer comment Énergir estime qu'elle sera en mesure d'encaisser des revenus de vente de GSR à partir de ses volumes d'achats si Énergir ne prévoit pas vendre tous ses volumes d'achat de GSR.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 16.3.

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

Réponse :

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

Énergir prévoit également déposer à l'automne 2025 une stratégie de vente de GSR à un prix différent du coût d'achat afin de stimuler les ventes volontaires de GSR et ainsi réduire le montant des invendus du GSR à socialiser à l'ensemble de la clientèle.

- 17. Références :**
- (i) Pièce [B-0056](#), p. 5;
 - (ii) Pièce [B-0150](#), p. 7;
 - (iii) [R-6.01, r. 4.3 - Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur.](#)

Préambule :

- (i) Énergir présente le suivi des inventaires de GSR pour les années 2025-2026 à 2028-2029.
- (ii) Énergir propose des modifications au calcul du prix du GSR. Selon la formule du prix du GSR approuvée par la Régie dans sa décision D-2021-158, le prix du GSR serait de 111,652 ¢/m³ en 2025-2026. Selon la méthode proposée par Énergir, le prix du GSR serait de 94,884 ¢/m³.
- (iii) Le Règlement GSR prévoit un seuil réglementaire de 5 % à compter de 2025, de 7 % à compter de 2028 et de 10 % à compter de 2030.

Demandes :

17.1 En vous référant aux références (i) et (ii), veuillez fournir une estimation de l'impact tarifaire annuel des volumes prévus de GSR, dont le surcoût sera alloué au tarif pour les frais de socialisation, en distinguant les résultats obtenus selon que :

- Le prix du GSR est déterminé selon la méthodologie actuellement en vigueur; et
- Le prix du GSR est calculé selon la méthodologie proposée par Énergir.

Réponse :

Énergir tient à préciser que, comme démontré à la réponse à la question 16.3, sa proposition vise uniquement à corriger une incohérence dans la formule du tarif de GSR pour les composantes 2 et 3. Une fois cette incohérence corrigée, il n'y aura aucun impact majeur sur les frais de socialisation, puisque le prix du GSR devrait varier principalement en fonction de la composante 1, soit par le coût moyen des achats projetés pour les 12 mois de la cause tarifaire.

Comme présenté à la réponse à la question 16.3, l'écart entre le 111,652 ¢/m³ et le 94,884 ¢/m³ est causé par une surévaluation de la portion de la composante 2, causée par un solde à remettre au client qui est appliqué sur les ventes volontaires aux clients plutôt que sur les achats par Énergir auprès des producteurs. De l'avis d'Énergir, la question de la socialisation ne devrait pas être centrale dans la décision de la Régie d'approuver ou non la proposition puisque cette dernière ne modifie pas le volume de GSR invendu à la base du calcul du coût de la socialisation et que, toutes choses étant égales par ailleurs, les variations du CFR induit par la méthode actuelle ne feraient que déplacer dans le temps la récupération réelle de la socialisation.

Cela étant dit, si Énergir demandait à la Régie d'approuver un tarif GSR avec la méthode actuelle, soit de 111,652 ¢/m³, l'impact sur le coût de la socialisation pour l'année 2025-2026 compte tenu des volumes invendus aurait été plus important.

Effectivement, pour déterminer le coût total de la socialisation, Énergir utilise la formule suivante approuvée par la Régie dans sa décision D-2021-158 :

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

Surcoût du GSR

Ainsi, pour un volume équivalent, le surcoût du GSR invendu en bas du seuil réglementaire de 5 % déterminera l'importance de la socialisation.

À partir des données déposées à la CT 2025-2026, Énergir peut évaluer le surcoût unitaire selon qu'il est calculé à partir du tarif GSR obtenu avec la méthode actuelle (83,869 ¢/m³)

ou avec la méthode proposée (67,101 ¢/m³). Ainsi, pour chaque mètre cube de volume à socialiser, la proposition d'Énergir présente un surcoût inférieur de 16,768 ¢/m³.

Tableau Q-17.1

		Méthode actuelle	Méthode proposée	Références
1	Tarif GSR (¢/m³)	111,652	94,884	Pièce B-0150, p. 7, tableau 2
2	Tarif gaz de réseau (¢/m³)	18,879	18,879	R-4287-2024, pièce Énergir-H, Document 3, page 14.
3	Tarif SPEDE (¢/m³)	8,904	8,904	
4	Surcoût unitaire GSR invenu (¢/m³) (1 – 2 - 3)	83,869	67,101	
5	Volume GSR revenu (10³m³)	269 579	269 579	R-4287-2024, pièce Énergir-H, Document 6, page 1
6	Surcoût GSR revenu (000 \$) (4 * 5)	226 093	180 890	

Cependant, comme énoncé à la réponse à la question 16.3, ne pas retenir la proposition d'Énergir reviendrait à maintenir une incohérence dans la détermination du tarif GSR et à accepter une grande volatilité du tarif GSR, comme le démontrent les tableaux 1 et 2 portant sur l'évolution du *CFR – écart de prix* (année t et années t + 2) à l'annexe Q-16.3.

Ainsi, une économie de socialisation réalisée une année via une diminution du tarif GSR pourrait se traduire par une hausse l'année suivante, et inversement. Par conséquent, à l'instar du tarif de GSR, les frais de socialisation deviendraient eux aussi plus volatils.

17.1.1. Veuillez décrire la méthodologie utilisée pour estimer l'impact tarifaire, en précisant les hypothèses retenues concernant les prix du tarif GSR, du tarif gaz de réseau ainsi que du tarif SPEDE.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 17.1.

17.1.2. Veuillez commenter les écarts observés entre les deux approches, en précisant notamment les avantages et les inconvénients de chacune, tant pour les clients

volontaires que pour ceux en distribution. Veuillez également commenter chaque approche en fonction du respect des principes réglementaires généralement reconnus.

Réponse :

Les deux méthodes visent à récupérer les composantes 2 et 3 par le biais du tarif GSR. La seule différence réside dans l'approche mathématique utilisée pour chacune, afin de renverser les écarts de prix de la manière la plus précise possible. Énergir rappelle qu'elle désire calquer au GSR la même méthode que celle utilisée dans l'établissement du prix du gaz de réseau.

La méthode actuelle, en plus de ne pas respecter la logique de création et de retour du CFR de l'écart de prix du GSR, engendre, avec le temps, une volatilité importante du prix du GSR en plus de s'éloigner d'une tarification qui représente le plus possible le coût réel d'acquisition par Énergir auprès des producteurs comme expliqué à la réponse à la question 16.3.

En adoptant la proposition d'Énergir, cette logique mathématique serait respectée, ce qui réduirait la volatilité du prix du GSR.

Par ailleurs, la proposition d'Énergir est conforme aux décisions de la Régie concernant l'application du tarif du GSR, tant pour la clientèle volontaire (via leurs achats) que pour la clientèle non volontaire (via les frais de socialisation).

En résumé, la proposition d'Énergir est équitable : elle continue de recouvrer les écarts de coûts d'acquisition auprès de la même clientèle, elle favorise la stabilité et la prévisibilité du tarif GSR en plus de le rapprocher du coût d'acquisition réel et elle est simple à appliquer et à communiquer tant à l'interne qu'auprès de la clientèle.

- 17.1.3. Veuillez fournir une ventilation de l'impact tarifaire pour les clients dont la consommation de GSR est inférieure au seuil prévu à la référence (iii) pour les années 2025-2026 à 2028-2029, en distinguant les segments de clientèle (résidentiel, commercial et industriel).

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 17.1., où Énergir présente uniquement une estimation globale du coût de la socialisation pour l'année 2025-2026. En effet, sa proposition ne modifie en rien la méthode de détermination des frais de socialisation ni la manière dont celui-ci est appliqué aux

clients dont la consommation de GSR est inférieure au seuil prévu, peu importe le segment auquel ils appartiennent.

Énergir souligne que la décision de la Régie concernant sa proposition ne devrait pas reposer sur l'impact tarifaire pour les clients assujettis aux frais de socialisation, mais plutôt sur la nécessité de corriger une incohérence mathématique dans le calcul des composantes 2 et 3 du tarif GSR, afin de l'harmoniser avec le fonctionnement du tarif de gaz de réseau.

Par ailleurs, peu importe la variation que le changement de méthode pourrait entraîner sur le tarif GSR, ne pas aller de l'avant avec cette correction aurait pour seul effet de reporter dans le temps les sommes à socialiser, sans pour autant les éliminer.

Finalement, calculer précisément un impact tarifaire requiert des données réelles qui ne sont pas disponibles pour les années 2026-2027 à 2028-2029. Pour ces raisons, Énergir ne présente pas l'impact tarifaire pour ces années.

- 17.2 Veuillez commenter la possibilité pour Énergir de déposer une estimation de l'impact tarifaire annuel des volumes prévus de GSR, dont le surcoût sera alloué au tarif pour les frais de socialisation, lors du dépôt des prochains dossiers tarifaires.

Réponse :

Énergir fournit déjà une estimation du tarif pour les frais de socialisation lors de l'exercice de la cause tarifaire. Pour la Cause tarifaire 2025-2026, la Régie peut se référer à la pièce B-0140, Énergir-Q, Document 1, page 6, tableau 1.

- 17.3 Veuillez indiquer si Énergir prévoit mettre en place des mesures pour atténuer l'impact sur la clientèle non volontaire de la hausse des surcoûts du GSR invendu pour les années 2025-2026 à 2028-2029. Veuillez élaborer.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 16.7.

- 17.3.1. Outre l'utilisation d'un CFR, veuillez élaborer sur la possibilité de mettre en place des mesures, comme la vente du GSR sur les marchés extérieurs, permettant d'atténuer l'impact de la socialisation des surcoûts liés au GSR invendu.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 16.7.

Énergir tient à préciser que ni sa proposition ni l'existence d'un compte CFR pour l'écart de prix du GSR n'ont pour objectif de réduire les frais de socialisation. Le seul objectif de la proposition d'Énergir est de corriger une incohérence mathématique dans le calcul du tarif GSR.

- 17.3.2. Veuillez fournir une comparaison avec d'autres juridictions ayant mis en place des mécanismes similaires de socialisation des coûts liés au GSR invendu, en mettant de l'avant les approches retenues et les résultats observés.

Réponse :

À la connaissance d'Énergir, le seul système de socialisation canadien approuvé pas un organisme réglementaire est celui de Fortis BC, qui socialise le volume et le coût du GSR invendu via des frais (*rider*) qui se nomment frais d'entreposage et transport GSR (*S&T RNG Rider*).

Depuis le 1^{er} juillet 2025, les clients consomment obligatoirement un minimum de 3 % de GSR. Le coût de ce 3 % inclut le coût de la molécule GSR et les coûts encourus par la stratégie de prix de Fortis, qui consiste en de la vente du GSR à un prix inférieur que le coût d'acquisition.

Dans le modèle adopté par Fortis, tous les clients paient les frais (*rider*). Par exemple, pour une consommation de 10 % de GSR, le client paiera les frais (*rider*) pour l'équivalent de son 3 % de consommation obligatoire en plus de payer un prix pour compenser la stratégie de prix sur le 7 % restant de la consommation de GSR résiduel.

- 18. Références :**
- (i) Pièce [B-0103](#), p. 9, ligne 6, colonne 1;
 - (ii) Pièce [B-0122](#), p. 1, ligne 7, colonne 6;
 - (iii) Pièce [B-0131](#), p. 1, ligne 25, colonne 9;
 - (iv) Pièce [B-0140](#), p. 6.

Préambule :

(i) Énergir présente la base de tarification mensuelle pour la période de 12 mois se terminant septembre 2026. Le total des coûts non amortis au 1^{er} octobre 2025 pour les frais de socialisation du GSR est de 52 570 k\$.

(ii) Énergir présente l'établissement du revenu requis pour le dossier tarifaire 2025-2026. L'amortissement des frais de socialisation du GSR s'élève à 52 570 k\$.

(iii) Énergir présente la conciliation et l'amortissement des frais reportés et des actifs intangibles pour la période de douze mois se terminant le 30 septembre 2026. Les frais de socialisation du GSR sont de 52 473 k\$.

(iv) Énergir présente le calcul du tarif pour les frais de socialisation du GSR 2025-2026.

Demandes :

18.1 Veuillez concilier les montants indiqués aux références (i) à (iii) et expliquer les écarts entre ces montants.

Réponse :

L'écart de 97 k\$ entre les valeurs des références (i) à (iii) est constitué du manque à gagner de la socialisation du GSR. Les deux références montrent le même détail, c'est-à-dire le manque à gagner de 97 k\$ et les frais de socialisation GSR de 52 473 k\$.

18.2 Veuillez fournir le détail du calcul des frais de socialisation du GSR en référence (iv).

Réponse :

Le détail du calcul du tarif pour les frais de socialisation du GSR se trouve au tableau 1, à la page 6 de la pièce B-0140, Énergir-Q, Document 1.

- 19. Références :**
- (i) Dossier R-4008-2017, décision [D-2023-022](#), p. 43;
 - (ii) Dossier R-4257-2024, décision [D-2024-113](#), p. 104.

Préambule :

(i) « [159] Afin d'accroître l'information relative à l'état du marché du GSR, la Régie demande à Énergir de déposer un suivi des résultats des appels d'offres, en précisant les écarts de prix selon la durée des offres par producteur dans les informations en lien avec son plan d'approvisionnement en GSR lors de ses prochains dossiers tarifaires. »

(ii) « [361] Aussi, en ce qui a trait au suivi portant sur le devoir d'information sur le GSR, la Régie prend acte de l'intention d'Énergir de se questionner sur le meilleur outil pour informer sa clientèle sur le GSR et sa socialisation. »

Demandes :

19.1 Veuillez déposer l'information requise par la décision citée en référence (i).

Réponse :

En réponse au suivi demandé à la référence (i), Énergir présente dans le tableau ci-dessous les résultats de l'appel d'offres de 2024 pour des livraisons à partir de 2026 :

Tableau Q-19.1 a)

Offre	Capacité annuelle (10 ⁶ m ³ /an)	Durée (ans)	Type de projet	Prix an 1 (\$CAD/GJ)	Prix an 1 (¢/m ³)	Lieu d'injection (Qc/hors-Qc)	Mise en service
1	Ans 1 à 5 : 4,1 Ans 6 à 15 : 6,0 Ans 16 à 20 : 7,9	20	Agricole	xxxx	xxxx	Hors-Québec	Déjà en injection
2	15,8	15	Site d'enfouissement	xxxx	xxxx	Hors-Québec	Déjà en injection
3	44,7	20	Site d'enfouissement	xxxx	xxxx	Hors-Québec	Déjà en injection
4	Ans 1 à 4 : 20,3 Ans 5 à 10 : 40,7	10	Site d'enfouissement	xxxx	xxxx	Hors-Québec	Déjà en injection
5	Ans 1 à 5 : 4,6 à 16,9 Ans 5 à 20 : 18,0	20	ICI	xxxx	xxxx	Hors-Québec	Déjà en injection
6	An 1 : 2,6 An 2 : 10,6 Ans 3 à 20 : 22,4	20	Site d'enfouissement	xxxx	xxxx	Hors-Québec	Q1 2027
7	15,4 à 17,8	20	Site d'enfouissement	xxxx	xxxx	Hors-Québec	Q4 2026
8	15,8	20	Site d'enfouissement	xxxx	xxxx	Hors-Québec	Q3 2025
9	26,4	20	Site d'enfouissement	xxxx	xxxx	Hors-Québec	Déjà en injection
10	20,3	2	Site d'enfouissement	xxxx	xxxx	Hors-Québec	Q2 2025
11	47,4	20	Site d'enfouissement	xxxx	xxxx	Hors-Québec	Q4 2025

Offre	Capacité annuelle (10 ⁶ m ³ /an)	Durée (ans)	Type de projet	Prix an 1 (\$CAD/GJ)	Prix an 1 (¢/m ³)	Lieu d'injection (Qc/hors-Qc)	Mise en service
12	Ans 1 à 5 : 25 à 30,1 An 9 : 7,7	9	Site d'enfouissement	XXXX	XXXX	Hors-Québec	Déjà en injection
13	7,6	10	Site d'enfouissement	XXXX	XXXX	Hors-Québec	Déjà en injection
14	18,5	3	Site d'enfouissement	XXXX	XXXX	Hors-Québec	Déjà en injection
15	16,0 à 18,0	20	Site d'enfouissement	XXXX	XXXX	Hors-Québec	Q4 2026
16	An 1 : 3,6 Ans 2 à 20 : 4,8	20	Municipal	XXXX	XXXX	Hors-Québec	Q2 2026
17	An 1 : 13,5 An 2 : 15,0 An 3 : 18,3 Ans 4 à 9 : 15,3 à 15,8	9	Site d'enfouissement	XXXX	XXXX	Hors-Québec	Q4 2026
18	4	20	ICI	XXXX	XXXX	Hors-Québec	Q4 2026
19	An 1 : 3,2 Ans 2 à 20 : 4,2	20	Municipal	XXXX	XXXX	Hors-Québec	Q4 2026
20	10,6 à 15,8	10	Site d'enfouissement	XXXX	XXXX	Hors-Québec	Q1 2026
21	An 1 : 3,2 An 2 : 6,6 Ans 3 à 20 : 7,9	20	Municipal	XXXX	XXXX	Hors-Québec	Q4 2026
22	An 1 : 3,8 Ans 2 à 10 : 7,6	10	Site d'enfouissement	XXXX	XXXX	Hors-Québec	Q2 2027
23	An 1 : 7,9 An 2 : 11,9 Ans 3 à 15 : 15,8	15	ICI	XXXX	XXXX	Hors-Québec	Q1 2027
24	4,8	20	Agricole	XXXX	XXXX	Hors-Québec	Q4 2026
25	17,1	10	Site d'enfouissement	XXXX	XXXX	Hors-Québec	Q2 2026
26	2,2	20	Agricole	XXXX	XXXX	Hors-Québec	Q4 2025

Il est possible d'observer une prépondérance des soumissions d'une durée de 20 ans et que les offres les plus compétitives sont d'une durée de 20 ans ou de 15 ans.

De plus, le tableau ci-dessus présente une mise à jour du prix moyen pondéré des contrats signés avec les appels d'offres (AO) annuellement :

Tableau Q-19.1 b)

Année de livraison	2023 (\$/CAD/GJ)	2024 (\$/CAD/GJ)	2025 (\$/CAD/GJ)	Augmentations annuelles (%)
AO 2021	22,43	22,94	23,40	-
AO 2022	-	27,79	28,34	21 %
AO 2023	-	-	29,34	4 %

Quant à la durée des contrats, le tableau ci-dessous présente une mise à jour des durées des soumissions reçues dans le cadre des appels d'offres :

Tableau Q-19.1 c)

Durée des contrats proposés (ans)	Année appel d'offres			
	2021	2022	2023	2024
20	12	17	18	15
19	-	-	1	-
16	-	-	1	-
15	-	2	3	2
11	-	1	2	-
10	3	-	4	5
9	-	-	-	2
5	1	-	1	-
3	1	-	-	1
2	2	-	-	1

- 19.2 Veuillez indiquer quel a été le résultat de la réflexion menée par Énergir, mentionnée en référence (ii), concernant le choix du meilleur outil pour informer sa clientèle sur le GSR et la socialisation. Veuillez préciser les outils et moyens qui ont été retenus afin d'assurer une communication efficace auprès de la clientèle à ce sujet, le cas échéant.

Réponse :

Entre mai et octobre 2024, Énergir a informé l'ensemble de sa clientèle de l'ajout des frais de socialisation dans ses *Conditions de service et tarif*. Cette communication s'inscrivait dans le cadre de la campagne de communication annuelle liée à la cause tarifaire et visait à expliquer, entre autres, la nature de ces frais, leur justification ainsi que leur impact

potentiel sur la facture des clients. Les communications ont été adaptées selon les types de clientèle et diffusées entre le 24 mai et le 1^{er} octobre 2024 :

- Mai 2024 : Envoi d'une infolettre express aux clients grandes entreprises;
- Mai 2024 : Un événement pour les clients grandes entreprises (34 clients présents) durant lequel une présentation de la cause tarifaire a expliqué en détail les frais de socialisation;
- Mai 2024 : Envoi d'une infolettre spéciale sur la tarification aux clients affaires à grands volumes;
- Août à octobre 2024 : Envoi d'une lettre ou d'un courriel aux clients résidentiels et affaires. Les courriels ont été acheminés à la fin août, tandis que les lettres ont été expédiées entre le 2 août et le 1^{er} octobre;
- Août et septembre 2024 : Envoi de courriels aux clients résidentiels et affaires ayant souscrit volontairement au GSR, durant les semaines du 19 août et du 18 septembre.

Parallèlement, des explications sur les frais de socialisation ont été ajoutées en août 2024 sur les pages web « Comprendre ma facture » et « Tarification ».

Enfin, en juin 2025, une section de type « questions/réponses » portant sur ces frais a été intégrée à six pages du site web liées au GSR.

CAPACITÉS D'ENTREPOSAGE À DAWN AU 1^{ER} AVRIL 2026

20. Références :
- (i) Pièce [B-0055](#), p. 4;
 - (ii) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0012](#), p. 3;
 - (iii) Pièce [B-0055](#), p. 3.

Préambule :

(i) « Les capacités moyennes de retrait de 2 667 10³m³/jour et d'injection de 2 793 10³m³/jour constituent les capacités minimales requises par Énergir pour répondre au besoin de flexibilité opérationnelle en cours de journée.

Le besoin de flexibilité opérationnelle a augmenté lors des deux dernières années. Cette augmentation est due à un manque de précision de la prévision journalière initiale. À cet effet, Énergir a lancé un projet d'amélioration de la prévision court terme permettant de réduire le besoin de flexibilité opérationnelle. De plus, avec les contrats en vigueur au 1^{er} avril 2026, Énergir estime qu'elle a suffisamment de flexibilité opérationnelle pour subvenir au besoin de sa clientèle et ne comblera pas le déficit de capacité de retrait avec de l'entreposage supplémentaire, engendrant ainsi une économie annuelle pour l'année 2025-2026 de 1 545 000 \$ pour sa clientèle. »

(ii) « Énergir avait informé la Régie qu'elle procéderait à une réflexion sur sa façon de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle. Énergir souhaite informer la Régie qu'elle poursuivra sa réflexion, d'ici le prochain appel d'offres, quant à sa façon de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle. »

(iii) Les caractéristiques des contrats actuellement détenus sont les suivantes :

Tableau 1

Contrat	Début	Fin	Capacité totale (10 ⁶ m ³)	Capacité de retrait		Capacité d'injection	
				maximale (10 ³ m ³ /jour)	si inv < 25 % du total (10 ³ m ³ /jour)	maximale (10 ³ m ³ /jour)	si inv ≥ 75 % du total (10 ³ m ³ /jour)
LST176	2024-04-01	2032-03-31	99,6	1 200	797	1 490	1 490
LST184	2025-04-01	2035-03-31	111,5	1 338	892	1 672	1 672
LST186	2025-04-01	2027-03-31	89,6	1 075	717	1 344	1 344
Total			300,7	3 613	2 406	4 506	4 506

Demandes :

- 20.1 En vous référant à la référence (i), veuillez fournir le détail des écarts journaliers de prévision survenus au cours des deux dernières années. À cet égard, veuillez indiquer, pour chaque jour, la prévision initiale, la consommation réelle, et l'écart observé.

Réponse :

Le tableau en annexe Q-20.1 présente les écarts journaliers, comme demandé. Afin de répondre à la question, Énergir a utilisé les coefficients actuels du modèle de régression (avant amélioration) aux données des journées gazières passées pour estimer les prévisions passées, car celles-ci ne sont pas enregistrées dans notre système informatique. Il est à noter que le calcul du besoin de flexibilité opérationnelle est basé sur les nominations effectuées et non pas sur le résultat du modèle de prévision.

- 20.1.1. Veuillez également indiquer l'impact du manque de précision de la prévision journalière sur le besoin de flexibilité opérationnelle pour ces deux années. Veuillez illustrer cet impact à l'aide de données chiffrées.

Réponse :

Le plus grand besoin de flexibilité opérationnelle d'Énergir, ne provenant pas d'une stratégie de nomination, se situe dans les mois d'épaule. Le manque de précision du modèle actuel force des mouvements de flexibilité opérationnelle plus élevés sur les fenêtres de nomination subséquente. Avec une première prévision journalière plus précise, l'amplitude des mouvements de flexibilité opérationnelle s'en trouverait diminuée.

- 20.2 Veuillez élaborer sur le projet d'amélioration de la prévision court terme mentionné en référence (i), en expliquant la méthodologie et les hypothèses utilisées.

Réponse :

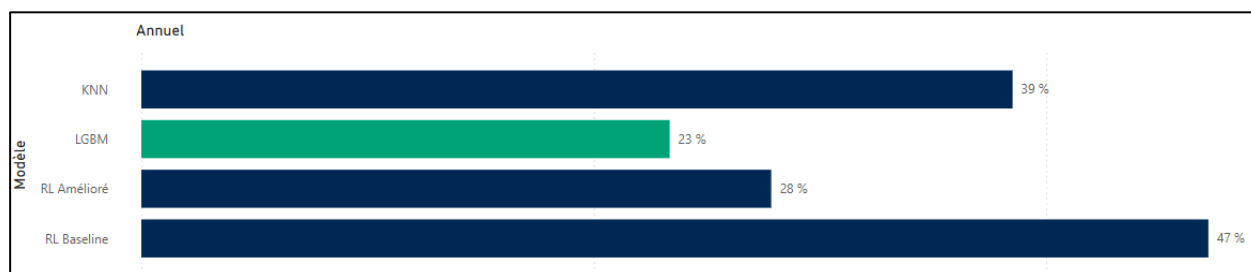
Énergir a travaillé avec la firme MOOVai afin d'améliorer l'outil et le modèle de prévision. Un modèle d'IA prenant en compte les mêmes variables que le modèle actuel a été créé dans le but d'obtenir des prévisions plus précises. Le modèle fait de l'apprentissage quotidien en intégrant les dernières données réelles, ce qui permet d'effectuer une prévision qui tient toujours compte de la dernière information disponible, mais qui, en plus, peut intégrer dans son apprentissage les dernières tendances (s'il y a lieu).

20.2.1. Veuillez également préciser en quoi, et comment, ce projet permettra de réduire le besoin de flexibilité opérationnelle. Veuillez quantifier cette réduction et en fournir le détail.

Réponse :

Énergir estime qu'une première prévision plus précise permettra de limiter les besoins de flexibilité opérationnelle en cours de journée. Le nouveau modèle est présentement en comparaison avec l'actuel et avec d'autres itérations. Il est déjà permis de constater que les trois itérations du nouveau modèle à l'évaluation ont déjà de meilleurs résultats que le modèle actuel, et ce, peu importe la saison. Énergir présente ci-dessous le pourcentage de journée gazière où l'écart entre la prévision et le réel est de plus de 5 %. Le modèle *RL Baseline* représente les données relatives au modèle d'Énergir avant améliorations. On dénote rapidement que lors de 47 % des journées gazières, la prévision du modèle et la consommation réelle ont un écart de plus de 5 %. Les différents modèles en cours d'évaluation démontrent déjà une moins grande occurrence de divergences entre la première prévision et le réel, ce qui permet d'anticiper cette baisse de l'utilisation de la flexibilité opérationnelle.

Graphique Q-20.2.1



Ces données étant disponibles depuis peu, Énergir ne peut quantifier immédiatement l'impact total de ce modèle sur le besoin de flexibilité opérationnelle. Elle est cependant confiante que l'amélioration de la prévision initiale diminue le besoin de flexibilité opérationnelle, ce qui a amené à ne pas demander de capacités pour l'année 2025-2026.

20.2.2. Veuillez indiquer si le projet d'amélioration s'inscrit dans la réflexion d'Énergir quant à sa façon de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle, tel que mentionné en référence (ii). Veuillez élaborer.

Réponse :

Dans le contexte de l'augmentation des prix d'entreposage à Dawn au cours des dernières années, Énergir est toujours à la recherche de nouvelles façons de réduire son besoin de flexibilité opérationnelle. La réduction des besoins de flexibilité opérationnelle découlant de ce projet s'inscrit dans cette réflexion.

- 20.3 La Régie constate en référence (iii) qu'avec les contrats actuels, la capacité de retrait au « ratchet 25 % » est de $2\,406\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. Toutefois, en référence (i), la capacité moyenne de retrait est établie à $2\,667\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$, soit un déficit prévu de $261\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

- 20.3.1. Veuillez élaborer sur le choix d'Énergir de ne pas combler le déficit de capacité de retrait avec de l'entreposage supplémentaire. Veuillez indiquer les critères économiques et réglementaires ayant soutenu cette décision.

Réponse :

L'augmentation du besoin définie à la Cause tarifaire est issue de mouvements importants de nominations observées dans la dernière année. Énergir a pris comme hypothèse que les améliorations de la prévision de la demande, disponible depuis le début de l'année de calendrier 2025, devraient permettre de conserver les écarts futurs aux niveaux historiques prévalant auparavant. Énergir a donc renouvelé seulement son niveau actuel d'outils qui, par ailleurs, avait permis d'effectuer les mouvements plus importants de la dernière année.

- 20.3.2. Veuillez indiquer les enjeux potentiels découlant du déficit de capacité lors d'une journée de pointe. Veuillez préciser les mesures de mitigation envisagées pour limiter ces risques, le cas échéant.

Réponse :

En journée de pointe, Énergir utilise 100 % de sa capacité de transport. Ainsi, lors de ces journées de pointe, la flexibilité opérationnelle offerte à Dawn s'applique seulement en réduction de la demande prévue (par exemple : si finalement 95 % du transport est requis plutôt que 100 %, la flexibilité opérationnelle à Dawn permettra alors de réduire les retraits du site en cours de journée gazière).

- 20.3.3. Veuillez fournir le détail du calcul de l'économie annuelle pour l'année 2025-2026 de 1 545 000 \$. Veuillez préciser les hypothèses retenues et les postes de coûts concernés.

Réponse :

En ne contractant pas cette capacité d'entreposage, Énergir dégage une économie pour sa clientèle pour l'année 2025-2026. Le détail des postes de coût se décrit comme suit :

Tableau 20.3.3

Type de coût	Économies liées au déficit (000 \$)
Coût d'entreposage	2 736
Fourniture	-1 306
Maintien des inventaires	110
Total	1 540

VOLUMES D'INTERRUPTION

- 21. Références :**
- (i) Pièce [B-0158](#), annexe 5;
 - (ii) Pièce [B-0158](#), p. 22;

Préambule :

(i) L'annexe 5 présente la planification mensuelle pour l'année 2025-2026. La demande totale s'élève à $3\,468\,10^6\text{m}^3$ pour la période de l'hiver 2025-2026. L'approvisionnement disponible pour répondre à la demande totale avant interruption se chiffre à $3\,465\,10^6\text{m}^3$, incluant les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption de $3\,10^6\text{m}^3$ est requis pour répondre à la demande d'hiver.

(ii) Énergir présente, au tableau suivant, le nombre maximum de jours d'interruption pour l'année 2025-2026 qui sera intégré à la section *Interruptions du Service de distribution D₅ : Interruptible* des CST.

Tableau 6

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d'interruption	
Palier D ₅	compris entre (m ³ /jour)	et (m ³ /jour)	volet A	volet B
5.5	3 000	10 000	68	20
5.6	10 000	30 000	70	20
5.7	30 000	100 000	71	30
5.8	100 000	300 000	71	30
5.9	300 000	et plus	74	30

Demandes :

- 21.1 Veuillez ventiler le volume d'interruption requis de $3\,10^6\text{m}^3$ pour l'hiver 2025-2026 (référence (i)) entre les différents paliers du tarif D₅ (référence (ii)). Veuillez également indiquer le nombre de clients et le nombre de jours d'interruption moyen par client pour chacun de ces sous-paliers.

Réponse :

Tableau Q-21.1

Paliers tarif D ₅	Volume d'interruption prévu (10 ⁶ m ³)	Clients interrompus - prévu 2025-2026 (nombre)	Jours d'interruption - prévu 2025-2026 (nombre)
505	0,7	16	3
506	0,2	4	3
507	0,2	2	3
508	0,1	1	3
509	1,2	5	3
535	0,3	28	1
536	0,2	6	2
537	0,3	4	3
538	0,2	1	3
539	0	0	0

21.2 Veuillez préciser comment cette répartition se traduit, en nombre de jours d'interruption, pour chacun des sous-tarifs du service D₅ pour l'hiver 2025-2026.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 21.1.

AMORTISSEMENT

- 22. Références :**
- (i) Pièce [B-0099](#), p. 3 et 4;
 - (ii) Pièce [B-0099](#), p. 5, tableau 1;
 - (iii) Dossier R-3987-2016 Phase 2, décision [D-2017-094](#), p. 40 et 41;
 - (iv) Tableau établi par la Régie.

Préambule :

- (i) Énergir propose 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.

Elle souhaite ainsi « *une meilleure adéquation entre la période d'amortissement des aides financières de son PGEÉ et 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'économie d'énergie que recevront les clients participants pendant plusieurs années selon le principe d'appariement reconnu par la Régie* ».

À cet égard, Énergir rappelle que la « *durée de vie des mesures d'économies d'énergie subventionnées par les programmes du PGEÉ repose sur des études réalisées par des évaluateurs indépendants. Ces études sont déposées à la Régie pour fin d'examen dans le cadre des rapports annuels du PGEÉ* ».

- (ii) Pour chacun des programmes et volets du PGEÉ, Énergir présente la durée de vie utile des mesures d'économies d'énergie ainsi que le budget d'aides financières pour l'année 2025-2026. La durée de vie utile moyenne pondérée est établie à 16,5 années.

La Régie constate que deux volets du PGEÉ ont un impact important sur le calcul de la durée de vie moyenne pondérée. Pour le volet « Études et implantation », la durée de vie des mesures d'économies d'énergie et le budget sont établis à 15 ans et 40 M\$. Pour le volet « Nouvelle construction », la durée de vie des mesures d'économie d'énergie et le budget sont établis à 29 ans et 6,1 M\$.

La Régie constate également que les budgets des volets du programme « Appareils efficaces – Résidentiel » totalisent 380 000 \$ alors que le budget présenté est 38 000 \$. De plus, en considérant le montant révisé de 380 000 \$, les budgets des programmes totalisent 58 982 061 \$, soit un écart de 50 000 \$ comparativement au total PGEÉ de 58 932 061 \$, présenté à la dernière ligne du tableau.

- (iii) « [77] *Bien que les aides financières devraient être amorties sur la durée de vie de 18 ans selon le principe de l'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 ».

(iv) Références aux dossiers tarifaires :

Dossier	R-3987-2016	R-4018-2017*	R-4076-2018	R-4119-2020	R-4151-2021	R-4177-2021	R-4213-2022	R-4257-2024	R-4287-2024
Pièce	B-0093 B-0239	B-0302 B-0107	B-0326 B-0121	B-0072 B-0213	B-0073 B-0204	B-0107 B-0271	B-0116 B-0088	B-0071 B-0048	B-0131 B-0113 B-0122 B-0103
Décision	D-2017-094	D-2018-158	D-2019-141	D-2020-145	D-2021-140	D-2022-123	D-2023-127	D-2024-113	

* En 2018-2019, en attente de la décision à rendre dans le dossier R-4043-2018.

En considérant les informations présentées dans les dossiers tarifaires des années 2017-2018 (2018) à 2025-2026 (2026), la Régie établit le tableau suivant :

Dossier tarifaire	2018	2019*	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Base de tarification en distribution (en M\$)									
Additions aides financières	18,7	18,7	24,4	24,9	31,0	38,1	49,1	54,0	59,0
PGEÉ au 30 sept.	18,7	36,1	53,4	72,1	90,3	116,5	153,6	191,7	223,2
PGEÉ - 13 soldes	9,3	28,1	41,8	61,4	76,5	100,6	136,2	170,7	199,2
Total BT distribution - 13 soldes		2 037,4	2 082,4	2 165,7	2 204,4	2 380,0	2 472,7	2 569,5	2 647,8
% du PGEÉ sur total - 13 soldes		1,38%	2,01%	2,84%	3,47%	4,23%	5,51%	6,64%	7,52%
Revenu requis (RR) (en M\$)									
Charge d'exploitation	3,7	3,7	3,9	3,9	4,3	4,6	5,4	6,2	6,9
Amortissement de la BT	-	1,4	3,4	5,8	7,7	12,3	14,8	20,2	25,4
Rendement et impôts	-	2,2	3,3	4,7	5,7	7,4	10,2	12,92	14,9
Taux BT avant impôts		7,89%	7,87%	7,71%	7,44%	7,40%	7,50%	7,57%	7,46%
RR - PGEÉ	3,7	7,2	10,6	14,4	17,7	24,3	30,4	39,3	47,1
RR - Total distribution		596,1	544,6	562,1	647,1	692,9	694,8	742,2	729,1
% RR - PGEÉ sur RR total		1,21%	1,95%	2,56%	2,73%	3,51%	4,38%	5,30%	6,46%

* En 2018-2019, en attente de la décision à rendre dans le dossier R-4043-2018.

Demandes :

22.1 En référence (i), Énergir soumet le principe d'appariement des coûts et bénéfices au soutien de sa proposition d'allonger la période d'amortissement à 15 ans. En référence (iii), en plus du principe d'appariement, Énergir soumettait le principe de prudence pour soutenir sa proposition de 10 ans, alors que la durée de vie utile pondérée était établie à 18 ans.

Veuillez commenter l'application du principe de prudence en lien avec la proposition d'allonger la période d'amortissement de 10 ans à 15 ans, considérant que selon cette proposition, la durée de vie utile passe de 18 ans à 16,5 ans.

Réponse :

Le principe de prudence demeure pertinent et c'est notamment pour cette raison que la proposition d'Énergir ne vise pas à établir la période d'amortissement des aides financières sur la durée de vie moyenne pondérée de 16,6 ans⁷.

Depuis la décision D-2017-094 en référence (iii), l'offre du PGEÉ d'Énergir a évolué, plusieurs volets ont été retirés, comme certains volets d'appareils efficaces, et d'autres se sont ajoutés afin de répondre aux besoins de la clientèle.

Également, les différents volets des programmes d'efficacité énergétique ont fait l'objet d'un processus d'évaluation rigoureux mené par des évaluateurs externes permettant notamment de confirmer ou de réviser la durée de vie des mesures d'efficacité énergétique encouragées.

Malgré les changements apportés à l'offre d'Énergir depuis la phase 2 du dossier R-3987-2016, la durée de vie moyenne pondérée des mesures encouragées par le PGEÉ n'a varié que de 1,4 an.

Cette faible variation au cours des huit dernières années, malgré tous les changements apportés, devrait permettre à la Régie de se rassurer quant à l'application du principe de prudence lui permettant d'approuver une période d'amortissement de 15 ans sur la base d'une durée de vie moyenne pondérée de 16,6 ans.

Finalement, Énergir constate que la Régie a récemment approuvé un allongement de la période d'amortissement des aides financières du PGEÉ d'Hydro-Québec de 10 ans à 15 ans, sur la base d'une évaluation de la durée de vie moyenne pondérée sur les aides financières de 15 ans⁸. Énergir constate que le principe de prudence ne semble pas avoir généré d'écart entre la durée de vie moyenne pondérée des mesures et la période d'amortissement des aides financières autorisée par la Régie dans sa décision D-2025-033.

⁷ Énergir dépose une version révisée de la pièce Énergir-K, Document 4, notamment afin d'apporter une correction à la durée de vie utile d'un des volets du tableau 1 de la référence (ii). Cette correction entraîne une révision de la durée de vie moyenne pondérée, laquelle s'établit à 16,6 ans au lieu de 16,5 ans, comme initialement présenté.

⁸ Décision [D-2025-033 \(R-4270-2024 Phase 3\)](#), paragr. 87 et 95 à 97.

- 22.2 Veuillez commenter l’allongement de la période d’amortissement de 10 ans à 15 ans considérant l’évolution du PGEÉ depuis 2018, tel que présenté en référence (iv).

Réponse :

Le tableau de la référence (iv) met en évidence la croissance importante des investissements en efficacité énergétique qui ont été requis au cours de cette période et de leurs poids relatifs par rapport aux coûts de distribution.

Cette croissance avait été anticipée par Énergir dans sa preuve au dossier en référence (iii) à la suite de l’approbation de la *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives du gouvernement du Québec*⁹.

Sur la base de cette croissance et de ses impacts sur les coûts de distribution, il est important d’appliquer les mécanismes comptables et réglementaires adéquats afin de limiter les impacts sur la position concurrentielle du gaz naturel et du gaz de source renouvelable.

Par conséquent, l’allongement de la période d’amortissement des aides financières de 10 ans à 15 ans permettra non seulement d’avoir un meilleur appariement entre la durée de vie moyenne pondérée des mesures d’efficacité énergétique encouragée par le PGEÉ, mais également d’atténuer les impacts tarifaires au cours des prochaines années tout en respectant le principe de prudence.

- 22.3 Veuillez commenter l’écart de 50 000 \$ constaté en référence (ii), ainsi que son impact sur la durée de vie utile pondérée.

Réponse :

L’écart de 50 000 \$ constaté par la Régie en référence (ii) est dû à une erreur lors de la préparation du tableau 1 (page 5 de la pièce B-0099, Énergir-K, Document 4). Le total présenté aurait dû se lire 58 982 061 \$ au lieu 58 932 061 \$. Il en est de même pour le total du programme *Appareils efficaces – Résidentiel* : on aurait dû lire 380 000 \$ au lieu de 38 000 \$. Ces erreurs cléricales n’ont aucun impact sur la durée de vie moyenne pondérée puisqu’elle a été calculée en utilisant 380 000 \$ pour l’aide financière du volet *Appareils efficaces – Résidentiel* et en utilisant 58 982 061 \$ pour le budget d’aide financière total des programmes du PGEÉ en 2025-2026.

En outre, Énergir corrige la durée de vie moyenne du volet *Nouvelle construction* à 30 ans (voir le tableau à la réponse 22.4) au lieu de 29 ans, utilisée par erreur dans le dépôt initial.

⁹ Dossier [R-3987-2016, pièce B-0132, Gaz Métro-13, Document 1](#), pp. 8 et 9.

La correction de cette erreur porte la durée de vie moyenne pondérée de l'ensemble du PGEÉ à 16,6 ans.

Énergir dépose une version révisée de la pièce Énergir-K, Document 4.

- 22.4 Pour les volets « Études et implantation » et « Nouvelle construction », veuillez présenter les constatations et conclusions des dernières études réalisées par les évaluateurs indépendants portant sur les durées de vie des mesures d'économies d'énergie. Veuillez également présenter tout autre élément permettant de justifier les durées de vie des mesures d'économie d'énergie de ces volets du PGEÉ, comme par exemple, les évaluations internes.

Réponse :

Les constatations et conclusions des dernières études concernant les durées de vie applicables aux mesures des volets *Nouvelle construction* et *Études et implantation* sont présentées dans le tableau ci-dessous. Une ventilation des durées de vie détaillée par mesure est présentée, en plus de la durée de vie globale des volets.

À noter que les constats présentés dans ce tableau découlent des informations disponibles à l'interne chez Énergir (base de données), lesquelles ont été fournies aux évaluateurs indépendants, et de sources externes (revue de littérature) utilisées par les évaluateurs indépendants pour estimer la durée de vie des mesures identifiées.

Tableau Q-22.4

Volets	Mesures par volet	Durée de vie (ans)
Nouvelle construction ¹⁰	Appareils de plomberie à faible débit	20
	Éclairage efficace	15
	Enveloppe performante	43
	Pompes de circulation à débit variable	42
	Récupérateur de chaleur - refroidisseur	30
	Récupérateur de chaleur - ventilation	35
	Sonde CO ₂	15
	Thermopompes	29
	Ventilation à débit variable	22
	Volet entier - Nouvelle Construction	30
Études et implantation ¹¹	Études de faisabilité - Marché CII - Mesures ayant une PRI < 1an	8
	Études de faisabilité - Marché GE - Mesures ayant une PRI < 1an	9
	Encouragement à l'implantation - Mesure de récupération d'énergie	15
	Encouragement à l'implantation - Mesure de contrôle	10
	Encouragement à l'implantation - Mesure de réduction des fuites, de la pression, etc.	15
	Encouragement à l'implantation - Mesure de modernisation de la chaufferie	22
	Volet Entier - Encouragement à l'implantation - Marché CII	14
	Volet Entier - Encouragement à l'implantation - Marché Industriel	16
	Volet Entier - Encouragement à l'implantation - Marché Institutionnel	14
	Volet Entier - Encouragement à l'implantation - Tous les marchés	15

¹⁰ Voir section 6.3 (p. 25) du rapport d'évaluation : [R-4242-2023-B-0099-DemAmend-Piece-2023_12_19.pdf](#)

¹¹ Voir section 3.4.4 (pp. 47-49) du rapport d'évaluation : [R-4209-2022-B-0101-DemAmend-Piece-2022_12_20.pdf](#)

- 23. Références :**
- (i) Pièce [B-0131](#), p. 1;
 - (ii) Dossier R-4288-2024, pièce [B-0042](#), p. 1 (RA 2024).

Préambule :

- (i) Conciliation des comptes de frais reportés liés aux manques à gagner (trop-perçus)

<u>Description</u>	<u>Solde projeté</u> <u>30/09/2025</u> <i>(1)</i>	<u>Solde intégré</u> <u>01/10/2025</u> <i>(2)</i>	<u>Solde projeté</u> <u>01/10/2025</u> <i>(3)</i>
Manque à gagner (Trop-perçu) Transport	2 250	(9 287)	(7 036)
Manque à gagner (Trop-perçu) Équilibrage	47 196	17 361	64 557
Manque à gagner (Trop-perçu) Distribution	(545)	(6 492)	(7 037)
Manque à gagner (Trop-perçu) Découplage	(1 124)	(9 350)	(10 474)
Manque à gagner (Trop-perçu) Socialisation du GSR	-	97	97
Manque à gagner (Trop-perçu) lié au tarif de réception	-	-	-

- (ii) Partage du (trop-perçu) / manque à gagner de l'année 2023-2024 par service

Partage du (trop-perçu) / manque à gagner par service	(TP) / MAG total	Quote-part allouée aux associés ¹	Quote-part allouée aux clients ¹
Distribution	(20 212)	(10 449)	(9 763)
Transport	(8 745)		(8 745)
Équilibrage saisonnier	15 087		15 087
Flexibilité opérationnelle	911		911
SPEDE	(1 022)		(1 022)
Frais de socialisation du GSR	91		91
Manque à gagner (Trop-perçu)	(13 891)	(10 449)	(3 442)

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

Conciliation et amortissement des frais reportés	Solde projeté	Solde intégré	Montant au
En milliers de \$	2025-09-30	2025-10-01	RA 2024
Manque à gagner (Trop-perçu) Transport	2 250	(9 287)	(8 745)
Manque à gagner (Trop-perçu) Équilibrage	47 196	17 361	(15 087)
Manque à gagner (Trop-perçu) Distribution	(545)	(6 492)	(9 763)
Manque à gagner (Trop-perçu) Découplage	(1 124)	(9 350)	(8 926)
Manque à gagner (Trop-perçu) Socialisation du GSR	-	97	(91)
Manque à gagner (Trop-perçu) lié au tarif de réception	-	-	

Demande :

- 23.1 Veuillez concilier le montant de la quote-part du trop-perçu en distribution intégré dans la base de tarification au 1^{er} octobre 2025 (6 492 k\$) et celui présenté au Rapport annuel 2024 (9 763 k\$).

Réponse :**Tableau Q-23.1**

	(000 \$)
Trop-perçu de distribution Rapport annuel 2024 (incluant le découplage des revenus)	9 763
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) ¹
Trop-perçu de distribution au Rapport annuel 2024	6 114
Intérêts capitalisés en 2025	<u>379</u>
Trop-perçu de distribution à intégrer au 1^{er} octobre 2025	6 492

¹ Dossier R-4288-2024, pièce B-0042, Énergir-8, Doc. 2, ligne 22 + 23.

- 24. Références :**
- (i) Pièce [B-0098](#), p. 3 et 4;
 - (ii) Dossier R-4257-2024, décision [D-2024-113](#), p. 66 et 67.

Préambule :

(i) Énergir rappelle que dans sa décision D-2024-113, la Régie harmonisait, en matière de méthodes comptables, l'encadrement réglementaire pour les solutions infonuagiques avec l'approche retenue pour les projets d'investissements visant les immobilisations corporelles.

« Conformément aux principes énoncés par la Régie dans la décision D-2024-057, Énergir propose les modalités de disposition des coûts intégrés au CFR » [de la solution infonuagique SuccessFactors HXM].

(ii) *« [221] Considérant l'évolution des dossiers d'investissements visant les solutions infonuagiques depuis 2018, la Régie est d'avis qu'il y lieu, en matière de méthodes comptables, d'harmoniser l'encadrement réglementaire pour ces actifs incorporels avec l'approche retenue pour les projets d'investissements visant les immobilisations corporelles.*

[222] En effet, pour les immobilisations corporelles, la Régie ne se prononce pas spécifiquement sur les taux d'amortissement appropriés au moment d'intégrer les projets d'investissements dans la base de tarification, bien que les coûts soient comptabilisés initialement dans un CFR. Cette approbation spécifique n'est pas requise considérant que les coûts intégrés au CFR sont de nature capitalisable et que les taux d'amortissement sont préalablement approuvés. Cette approche réglementaire est d'ailleurs bien expliquée dans la pièce B-0157 portant sur les principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement du coût de service.

[...]

[224] Par la présente décision, la Régie souhaite retenir cette approche réglementaire également pour les coûts de nature capitalisable liés à un projet d'investissement visant les développements infonuagiques (actifs incorporels ou intangibles).

[225] Elle cherche également à clarifier le traitement comptable, ce qui permettra d'alléger le traitement réglementaire, dans le respect de la ligne directrice visant la compatibilité des méthodes comptables utilisées pour la détermination des tarifs et celles reconnues par le référentiel applicable aux fins des états financiers d'Énergir.

[226] Par ailleurs, la Régie souligne que cette approche réglementaire a été retenue pour les projets infonuagiques Mobilité et Oracle HCM.

[227] Dans ce contexte, la Régie juge nécessaire de préciser les modalités prévues au paragraphe 40 de sa décision D-2018-158. À cette fin, elle retient l'affirmation d'Énergir à l'effet

que la norme ASU 2018-15 des PCGR des États-Unis permet l'amortissement sur la durée de vie utile anticipée de la solution infonuagique.

[228] En conséquence, pour les projets de développements infonuagiques, la Régie autorise l'intégration de tous les coûts de nature capitalisable à la base de tarification du dossier tarifaire suivant l'autorisation du projet et leur amortissement sur une période équivalente à la durée de vie utile anticipée de la solution infonuagique retenue. Il est entendu que les coûts de nature capitalisable et la durée de vie utile anticipée de la solution infonuagique retenue devront être déterminés dans le cadre du dossier d'investissement.

[229] Considérant cette autorisation, la Régie précise que le traitement règlementaire dont il est question aux paragraphes 89 et 90 de la décision D-2021-075 ne trouve plus application pour les coûts de nature capitalisable d'un projet d'investissement visant le développement infonuagique ». [Note de bas de page omise]

Demande :

- 24.1 Veuillez confirmer que les principes énoncés par la Régie dont il est question en référence (i) sont ceux de la décision D-2024-113, citée en référence (ii). Dans la négative, veuillez préciser les paragraphes de la décision D-2024-057 présentant les principes énoncés par la Régie auxquels Énergir réfère.

Réponse :

Énergir confirme que les principes énoncés par la Régie dont il est question en référence (i) sont ceux de la décision D-2024-113, citée en référence (ii). À cet égard, Énergir dépose une version révisée de la pièce, Énergir-K, Document 3.

- 25. Références :**
- (i) Pièce [B-0098](#), p. 5;
 - (ii) Pièce [B-0131](#), p. 1, ligne 27;
 - (iii) Pièce [B-0104](#), p. 2, ligne 52;
 - (iv) Dossier R-4244-2023, décision [D-2024-053](#), p. 37 et 75.

Préambule :

(i) Énergir rappelle que, dans la décision rendue dans le dossier R-4244-2023, la Régie autorisait la création d'un CFR afin d'y cumuler les coûts reliés à la Composante 3 du projet d'investissement visant le raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR et la réhabilitation d'une conduite à Sainte-Sophie. Elle réfère à cet égard à la décision D-2024-053, laquelle est citée en référence (iv).

« Conformément aux principes énoncés par la Régie dans cette même décision, Énergir propose les modalités de disposition des coûts intégrés au CFR ». Elle suggère d'étaler sur deux ans les coûts de la Composante 3, afin d'amoindrir l'impact tarifaire pour sa clientèle étant donné que les sommes portées au CFR sont importantes.

(ii) Le montant du CFR intégré à la base de tarification au 1^{er} octobre 2025 est établi à 4 100 k\$. Ce montant est amorti sur 2 ans à compter de l'année 2025-2026.

(iii) Pour le raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie, un montant de 4 285 k\$ est intégré dans le solde d'ouverture de la base de tarification.

(iv) *« [100] La Composante 2 nécessite des investissements totaux de 2,526 M\$, dont 2,519 M\$ de coûts initiaux ».*

[...]

[226] Comme indiqué plus haut, la Régie juge que le coût du nettoyage de la conduite réhabilitée doit être inclus au coût de la Composante 2. Dans ce contexte, la Composante 3 se compose des coûts de nettoyage de la portion de la conduite qui sera abandonnée, des coûts pour l'abandon des postes et de la conduite, ainsi que de la perte sur disposition d'actifs.

[227] La Régie autorise Énergir à créer un CFR portant intérêts, dans lequel seront cumulés les coûts reliés à la Composante 3 du Projet. La Régie réfère au dossier tarifaire 2025-2026, la disposition et le traitement réglementaire des sommes versées à ce CFR ». [Note de bas de page omise]

À partir des références (ii), (iii) et (iv), la Régie établit le tableau suivant :

Site d'injection de GSR à Sainte-Sophie Coûts prévus des composantes 2 et 3	R-4287-2024		R-4244-2023	Écart
	B-0104	B-0131	D-2024-053	
Composante 2				
Coûts d'investissement totaux prévus (immobilisations corporelles)	4,3		2,5	1,8
Composante 3				
Coûts totaux prévus à intégrer au CFR		4,1	5,9	(1,8)

Demandes :

- 25.1 Veuillez élaborer quant aux principes de la décision D-2024-053 auxquels Énergir réfère en référence (i) et citer les extraits pertinents de cette décision.

Réponse :

Lorsqu'Énergir indique « *conformément aux principes énoncés par la Régie dans cette même décision* », elle fait référence aux directives formulées par la Régie au paragraphe 227 de sa décision D-2024-053 rendue dans le cadre du dossier R-4244-2023.

Au paragraphe 227, la Régie autorise la création d'un compte de frais reportés (CFR) portant intérêt, dans lequel seront cumulés les coûts associés à la Composante 3 du projet. Elle précise que les modalités de disposition de ces coûts devront être soumises dans le cadre de la Cause tarifaire 2025-2026.

La référence faite par Énergir à ces « *principes* » vise uniquement à indiquer qu'elle agit en conformité avec ces directives procédurales de la Régie, en déposant une proposition dans le présent dossier tarifaire. Cette référence ne concerne pas la période d'amortissement proposée par Énergir.

- 25.2 Veuillez confirmer que les coûts portés au CFR liés à la Composante 3 présentés dans la pièce B-0131 (référence (ii)) excluent le coût du nettoyage de la conduite réhabilitée. À cet égard, la Régie comprend que le coût est plutôt inclus dans les additions à la base de tarification du projet d'investissement présenté dans la pièce B-0104 (référence (iii)), comme demandé par la Régie en référence (iv).

Réponse :

Énergir confirme que les coûts liés à la Composante 3 portés au CFR, comme présentés dans la pièce B-0131, Énergir-N, Document 3, excluent le coût du nettoyage de la conduite réhabilitée. Conformément au paragraphe 226 de la décision D-2024-053, ce coût est plutôt inclus dans les investissements de la Composante 2, lesquels sont intégrés dans les

additions à la base de tarification, comme présenté à la pièce B-0104, Énergir-L, Document 2.

- 25.3 Veuillez commenter la possibilité d'amortir le montant du CFR de 4 100 k\$ à 100 % en 2025-2026, étant donné la baisse tarifaire proposée par Énergir pour le service de distribution.

Réponse :

Bien qu'une baisse tarifaire en distribution soit prévue dans le cadre de la Cause tarifaire 2025-2026, Énergir a maintenu une période d'amortissement de deux ans pour le CFR, afin de demeurer cohérente avec la période d'amortissement annoncée dans le cadre de la demande initiale d'approbation du projet de raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie (R-4244-2023).

Amortir le CFR lié à la Composante 3 du projet Sainte-Sophie sur une période d'un an plutôt que deux ans entraînerait une hausse de 1,9 M\$ du coût de service en distribution. Cette modification ferait passer l'ajustement tarifaire de -16,0 M\$ à -14,1 M\$, ce qui correspondrait à une baisse tarifaire en distribution de 1,89 % comparativement à 2,15 %, comme déposé.

Énergir demeure ouverte à amortir 100 % du CFR en 2025-2026 si la Régie juge cette approche préférable.

- 26. Références :**
- (i) Pièce [B-0110](#), annexe B, p. 2;
 - (ii) Pièce [B-0096](#), p. 3;
 - (iii) Pièce [B-0108](#), p. 2;
 - (iv) Pièce [B-0103](#).

Préambule :

(i) Pour l'année 2025-2026, la dépense d'amortissement des immobilisations corporelles s'élève à 162 362 k\$. En tenant compte de l'amortissement imputé à d'autres comptes pour les catégories « Matériel roulant » (1 775 k\$) et « Droit de mutation » (64 k\$), la dépense d'amortissement des immobilisations est établie à 160 522 k\$.

(ii) Extrait de la pièce portant sur les principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement du coût de service.

RÉINTÉGRATION AMORTISSEMENT DES VÉHICULES	GC-1	Capitalisation de 20 % de l'amortissement relatif aux catégories de matériel roulant utilisé pour la réalisation des travaux.
--	------	---

(iii) Le solde de l'amortissement cumulé des immobilisations corporelles au 30 septembre 2026 est établi comme suit :

Amortissement cumulé des immobilisations corporelles (k\$)	2025-10-01	Additions	Coûts d'abandon et retrait	2026-09-30
Solde d'ouverture	(2 385 199)			
Amortissement		(162 362)		
Droits de mutation		64		
Coûts d'abandon et retraits			34 068	
	(2 385 199)	(162 298)	34 068	
Solde de clôture				(2 513 429)

(iv) Dans la base de tarification, l'amortissement cumulé des immobilisations corporelles (nettes des contributions/subventions reçues s'élève à 2 513 429 k\$ au 30 septembre 2026.

Demandes :

26.1 La Régie note que le montant de 1 775 k\$ pour le matériel roulant est capitalisé dans d'autres comptes selon les références (i) et (ii). Cependant, ce montant réintégré dans les travaux en cours n'est pas soustrait de l'amortissement cumulé au 30 septembre 2026. Veuillez expliquer.

Réponse :

Dans la base de tarification, Énergir doit présenter la valeur nette comptable (VNC) de ses actifs. Dans le cas du matériel roulant, cela implique que l'amortissement cumulé doit refléter l'intégralité de la charge d'amortissement, afin que la VNC soit nulle à la fin de la durée de vie utile de l'actif.

Selon le traitement prévu dans la décision GC-1, un montant équivalent à 20 % de la charge d'amortissement du matériel roulant peut être capitalisé puisqu'une partie de ce matériel roulant est utilisée dans le cadre de l'exécution des projets de développements et d'améliorations. Ainsi, seulement 80 % de la charge d'amortissement est récupérée dans les tarifs de l'année en cours via le coût de service. Le solde résiduel de 20 %, quant à lui, sera capitalisé puis intégré aux additions à la base de tarification et réparti entre différentes catégories d'actifs (comme les branchements et les conduites) pour ensuite être récupéré graduellement auprès de la clientèle par l'inclusion de l'amortissement de ces actifs dans le coût de service.

26.2 S'il s'agit d'une erreur, veuillez présenter l'impact sur le revenu requis.

Réponse :

Énergir confirme qu'il ne s'agit pas d'une erreur.

ÉTUDE SUR LES TAUX D'AMORTISSEMENT

27. Référence : Pièce [B-0110](#), annexe A, exemple catégorie Z11.00.

Préambule :

Extraits des données présentées aux sections 5 et 8 de l'étude sur les taux d'amortissement, pour la catégorie Z11.00 DISTRIBUTION BRANCH (SERVICE) – STEEL

Section 5

TABLE 1 - ESTIMATED SURVIVOR CURVE, ORIGINAL COST, BOOK DEPRECIATION RESERVE AND CALCULATED ANNUAL DEPRECIATION ACCRUALS RELATED TO UTILITY PLANT AS OF Sept 30, 2023
DEPRECIATION RELATED TO RECOVERY OF ORIGINAL COST OF INVESTMENT

Account	Account Description	Truncation Date	Survivor Curve	Net Salvage Percentage	Investment	Original Cost as of Sept. 30, 2023	Book Depreciation Reserve	Future Accruals	Annual Accrual Amount	Annual Accrual Rate	Composite Remaining Life
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
TOTAL Tableau 1 (1A + 1B)											
DISTRIBUTION PLANT											
Z11.00	DISTRIBUTION BRANCH (SERVICE) - STEEL		43-R1.5	-30%	4,36%	201 147 199 \$	125 133 432 \$	136 357 926 \$	6 196 607 \$	3,08%	20,73
LIFE Tableau 1A											
DISTRIBUTION PLANT											
Z11.00	DISTRIBUTION BRANCH (SERVICE) - STEEL		43-R1.5	0%	4,36%	201 147 199 \$	104 872 276 \$	96 274 923 \$	4 219 837 \$	2,10%	20,73
NET SALVAGE Tableau 1B											
DISTRIBUTION PLANT											
Z11.00	DISTRIBUTION BRANCH (SERVICE) - STEEL		43-R1.5	-30%	4,36%	201 147 199 \$	20 261 156 \$	40 083 003 \$	1 976 770 \$	0,98%	

Section 8

Énergir							ELG - Remaining Life v4.98			
Account #: Z1100 - DISTRIBUTION BRANCH (SERVICE) - STEEL							Survivor Curve: R1.5			
CALCULATED ANNUAL ACCRUAL AND ACCRUED DEPRECIATION							ASL: 43			
BASED ON ORIGINAL COST AS OF September 30, 2023							Net Salvage: -30%			
							Truncation Year:			
Year	Original Cost	Calculated Accumulated Depreciation	Allocated Actual Booked Amount	Accumulated Depreciation Factor	Net Book Value	ELG Remaining Life		Annual Accrual	Average Age	
1957	303,835.77	365,896	365,842	0.9262	29,144	5.29		5,512	66.5	
1979	21,949,434.14	22,534,216	22,530,907	0.7896	6,003,358	11.85		506,666	44.5	
1980	5,744,616.69	5,829,553	5,828,697	0.7805	1,639,305	12.23		134,083	43.5	
1981	7,769,505.70	7,788,963	7,787,819	0.7710	2,312,538	12.61		183,360	42.5	
1982	4,002,580.86	3,961,722	3,961,140	0.7613	1,242,215	13.01		95,508	41.5	
1983 à 2022	...	...	...	...	...	...	...	...	...	
2023	5,059,226.88	128,842	128,823	0.0196	6,448,172	25.02		257,684	0.5	
TOTAL	201,147,198.53	125,151,810	125,133,432		136,357,926			6,196,607		
COMPOSITE ANNUAL ACCRUAL RATE				3.08%						
COMPOSITE ACTUAL ACCUMULATED DEPRECIATION FACTOR				0.62						
COMPOSITE AVERAGE AGE (YEARS)				23.50						
DIRECTED WEIGHTED ELG COMPOSITE REMAINING LIFE (YEARS)				20.73						

Demandes :

- 27.1 Pour la composante « *Book Depreciation Reserve* » du tableau 1A, veuillez expliquer le calcul détaillé du montant total de 104 872 276 \$. Le cas échéant, veuillez préciser les données du tableau de la section 8 utilisées pour ce calcul.

Réponse :

Les taux d'amortissement utilisés par Énergir comprennent deux composantes distinctes, soient une liée à la durée de vie utile des actifs et une autre correspondant à la provision pour les coûts d'abandon futurs. Le taux d'amortissement appliqué dans le système comptable d'Énergir est donc un taux combiné qui permet de récupérer, par le biais de l'amortissement inclus dans le coût de service, l'ensemble de ces deux composantes.

La valeur inscrite à la colonne *Book Depreciation Reserve* du tableau 1, soit 125 133 432 \$, représente le montant réel de l'amortissement cumulé au 30 septembre 2023 pour la catégorie Z1100, en tenant en compte des deux composantes mentionnées précédemment. Depuis la décision D-2022-123, la pièce du rapport annuel portant sur le sommaire de la valeur historique et de l'amortissement cumulé des immobilisations est devenue quinquennale. N'étant pas produite au rapport annuel de 2023, il n'est donc pas possible d'y retracer la valeur de 125 133 432 \$.

À titre comparatif, l'équivalent de cette valeur au moment de l'étude des taux produite dans le cadre de la Cause tarifaire 2020-2021, soit le 108 561 583 \$ présenté à l'image a) ci-dessous, correspond au solde réel de l'amortissement cumulé présenté au Rapport annuel 2019, à l'image b). En partant de cette valeur au 30 septembre 2019 et en y ajoutant les mouvements ayant affecté l'amortissement cumulé comme la dépense d'amortissement, les coûts d'abandon et les retraits survenus entre cette date et le 30 septembre 2023, on obtient le solde de 125 133 432 \$ présenté dans la nouvelle étude des taux.

Image Q-27.1 a)

Account	Description	Truncation Date	Survivor Curve	Net Salvage	Original Cost as of September 30, 2019	Book Reserve as of September 30, 2019	Future Accruals	Annual Accrual Amount	Composite Remaining Life	Annual Accrual Rate %
Z10.50	DISTRIBUTION SERVITUDE (EASEMENT)		70-SQ	0.0%	\$17,934,280	\$4,677,338	\$13,256,942	\$253,296	52.2	1.41
Z11.00	DISTRIBUTION BRANCH (SERVICE) - STEEL		43-R1.5	-25.0%	\$186,325,331	\$108,561,583	\$124,345,080	\$5,476,176	21.3	2.94
Z11.01	DISTRIBUTION BRANCH (SERVICE) COPPER INSERTS		16-L1	-70.0%	\$1,077,538	\$1,843,056	\$0	\$0	2.1	0.00

Source : page 5-2 de l'annexe A de la pièce révisée B-0106, Énergir-L, Document 9 du dossier R-4119-2020.

Image Q-27.1 b)

Sommaire de la valeur historique et de l'amortissement cumulé des immobilisations au 30 septembre 2019 (000 \$)										
N° de ligne	Catégories	Description	VH			AC			Valeur nette comptable	
			Solde réel 2018-09-30 (Note 1)	Mouvements 2018-2019	Solde réel 2019-09-30	Solde réel 2018-09-30	Mouvements 2018-2019	Solde réel 2019-09-30	Solde réel 2018-09-30	Solde réel 2019-09-30
			1	2	3	4	5	6	7	8
1		ACTIFS INTANGIBLES								
2	Z1400	Distribution - mutation	2 059		2 059	(1 397)	(51)	(1 448)	662	611
3	Z2700	Installation - mutation	129		129	(87)	(3)	(90)	42	39
4	Z3150	Transmission - mutation	360		360	(245)	(9)	(254)	115	106
5	Z4150	Stockage - mutation	26		26	(17)	(1)	(18)	9	8
6		Total	2 574		2 574	(1 746)	(64)	(1 810)	828	764
7		ENTREPOSAGE								
8	Z4000	Terrains - usine de liquéfaction	433		433				433	433
9	Z4051	Bâtiments administratifs - usine de liquéfaction	3 975		3 975	(1 638)	(114)	(1 752)	2 337	2 223
10	Z4052	Bâtiments infrastructures - usine de liquéfaction	25 518	477	25 995	(17 046)	(729)	(17 775)	8 472	8 220
11	Z4101	Équipement mécanique - usine de liquéfaction	11 071	1 483	12 554	(6 794)	79	(6 715)	4 277	5 839
12	Z4102	Équipement électronique - usine de liquéfaction	2 285	262	2 547	(2 137)	4	(2 133)	148	414
13	Z4103	Équipement spécialisé - usine de liquéfaction	3 131	173	3 304	(2 137)	(179)	(2 316)	994	988
14	Z4200	Gaz coussin	3 159		3 159				3 159	3 159
15		Total	49 572	2 395	51 967	(29 752)	(939)	(30 691)	19 820	21 276
16		TRANSMISSION								
17	Z3000	Terrains	739		739				739	739
18	Z3050	Servitudes	12 805	2	12 807	(12 445)	(4)	(12 449)	360	358
19	Z3100	Conduites principales-acier	295 211	924	296 135	(278 404)	39	(278 365)	16 807	17 770
20	Z3120	Trans. - Poste compression - équipement	37 367	266	37 633	(1 466)	(1 620)	(3 086)	35 901	34 547
21	Z3130	Trans. - Poste de compression - partie civile	37 902	27	37 929	(1 392)	(1 625)	(3 017)	36 510	34 912
22		Total	384 024	1 219	385 243	(293 707)	(3 210)	(296 917)	90 317	88 326
23		DISTRIBUTION								
24	Z1000	Terrains	2 592	58	2 650				2 592	2 650
25	Z1050	Servitudes	17 332	386	17 718	(4 428)	(250)	(4 678)	12 904	13 040
26	Z1251	Poste livraison partie civile	14 724	442	15 166	(9 588)	(19)	(9 607)	5 136	5 559
27	Z1301	Poste détente partie civile	9 423	337	9 760	(5 317)	(272)	(5 589)	4 106	4 171
28	Z1106	Branchements d'immeubles - fonte	132		132			(132)		
29	Z1101	Branchements d'immeubles - cuivre	1 078		1 078	(1 834)	(9)	(1 843)	(756)	(765)
30	Z1100	Branchements d'immeubles - acier	183 164	3 161	186 325	(105 188)	(3 373)	(108 561)	77 976	77 764

Source : Dossier R-4114-2019, pièce B-0033, Énergir-6, Document 4, p. 1, ligne 30.

La valeur inscrite à la colonne *Book Depreciation Reserve* du tableau 1B, soit 20 261 156 \$, représente la portion de l'amortissement cumulé liée à la provision pour les coûts d'abandon futurs. Cette valeur est déterminée à partir d'une continuité des coûts d'abandon reflétant la provision comptabilisée au fil des années, diminuée des coûts d'abandon réellement engagés.

Finalement, la valeur inscrite à la colonne *Book Depreciation Reserve* du tableau 1A, soit 104 872 276 \$, représente la différence entre l'amortissement cumulé total de 125 133 432 \$ et la portion liée aux coûts d'abandon futurs de 20 261 156 \$. La valeur de 104 872 276 \$ correspond donc à la part de l'amortissement cumulé relative à la durée de vie utile des actifs.

- 27.2 Pour la composante « *Book Depreciation Reserve* » du tableau 1B, veuillez expliquer le calcul détaillé du montant total de 20 261 156 \$. Le cas échéant, veuillez préciser les données du tableau de la section 8 utilisées pour ce calcul.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 27.1.

27.3 Veuillez expliquer les différences entre les éléments « *Calculated Accumulated Depreciation* » et « *Allocated Actual Booked Amount* » de la section 8.

Réponse :

Voici la réponse obtenue de la firme Concentric Advisors, ayant produit l'étude des taux :

"The Calculated Accumulated Depreciation ("CAD") is the theoretical amount of accumulated depreciation that should be in the accumulated depreciation reserve at the time of the depreciation study. This represents the appropriate level of accumulated depreciation that, as of the study date represents the consumed service value of the assets currently in service using the proposed estimated average service life, Iowa dispersion curve, and net salvage estimate. This is a theoretical calculation based only on the depreciation parameters recommended in the current depreciation study and assumes that all assets will continue to depreciate using the proposed depreciation parameters until the retirement date estimated by the proposed Iowa curve.

The Allocated Actual Booked Amount is the booked accumulated depreciation amount provided by Energir from the actual accounting ledgers. As with virtually all regulated utilities, Energir does not record the booked accumulated depreciation at the vintage level. As such, the booked accumulated depreciation is allocated within the account to each vintage, on the basis of the CAD by vintage.

It is expected that there will be differences between the actual booked depreciation and the CAD due to differences in historical retirement patterns or depreciation parameters selected in prior studies. These differences are trued-up over the remaining life of the vintage as part of the depreciation calculations."

28. Référence : Pièce [B-0110](#), p. 3-2 et 3-3.

Préambule :

« [...] Consistent with the potential change in the utilization of the assets, it could be assumed that large scale retirement of assets may be required in the periods between now and 2050. However, as noted above, the overall impact, if any, is unknown at this time. As such, Concentric has intentionally limited life extension estimates on long-lived asset groups instead of implementing an economic planning horizon. Concentric notes that future studies may require additional consideration of alternative depreciation procedures and energy transition mitigation strategies as more information becomes known.

[...]

At this time, the future impacts of the relevant climate change legislation have not been sufficiently studied, nor have specific programs been put into place that would provide the indications of the changes in utilization levels. Concentric views that additional study of the changes are required before the introduction of more aggressive depreciation strategies, such as the implementation of an economic planning horizon, for the Énergir system, into the depreciation rate calculations. However, Concentric notes that future depreciation studies of the Énergir system may require the introduction of an economic planning horizon into the depreciation rate calculations ». [note de bas de page omise]

Demandes :

28.1 Veuillez présenter quelques exemples d'application d'une limite au niveau de l'estimation de la prolongation de la durée de vie de groupes d'actif. Veuillez fournir les impacts d'une telle limite plutôt que de faire des projections économiques à long terme.

Réponse :

Voici la réponse obtenue de la firme Concentric Advisors, qui a produit l'étude des taux :

"There are a range of tools available for use in depreciation to help mitigate stranded cost risks. These tools would include the introduction of an Economic Planning Horizon ("EPH"), a change in the depreciation procedure to an approach such as Units of Production ("UoP"), or limiting average service life estimates.

A recent case in California explored the use of the UoP procedure to calculate depreciation expense for Pacific Gas and Electric. This procedure calculates depreciation as the throughput on the natural gas system in any given year divided by the total expected throughput for the remainder of the systems life. In the circumstances of declining use,

the UoP procedure is an accelerated depreciation procedure and produces substantially higher depreciation expense in all asset groups. It is noted that the California Public Utilities Commission ruled against the implementation of the UoP and ordered that Pacific Gas and Electric continue to use the currently approved depreciation procedure.

The use of an EPH has also been considered in some jurisdictions for natural gas utilities. An EPH calculates the end of a period of available information for which it is reasonable to assume that the assets will not retire due to economic forces. In this way, all assets within a given class will be fully depreciated before the end of the economic life of the assets. It is noted that an EPH must be periodically reviewed to ensure accuracy in accordance with the economic conditions at the time of a study. It is expected that an EPH will result in higher depreciation rates for most systems as it shortens the remaining life of the assets. It is the experience of Concentric that the use of an EPH is most common in large diameter transmission pipe regulated by the Canadian Energy Regulator or the Federal Energy Regulatory Commission. Concentric does not know of any natural gas distribution utilities which use an EPH for most asset classes.

Both the UoP procedure and the implementation of an EPH typically result in dramatically higher depreciation expense. This is generally seen in all asset groups, meaning that the utilities are unable to differentiate between which asset groups are most at risk. Because of this, and the unknown impact that the energy transition will have on Energir, Concentric recommends waiting until more information is known before taking dramatic action.

Instead of taking dramatic steps to mitigate stranded cost risks, Concentric took a more subtle approach. In completing this study, Concentric has not recommended large life extensions in any accounts to help minimize risks from the energy transition. Further, in circumstances where a smaller life extension might be considered, Concentric requires strong evidence that the extension is warranted before making this recommendation. It is noted that no account had a life extension recommended in this study, however in most cases this was due to factors other than energy transition.

The only example of limiting life extensions in this depreciation study is Account Z11.00 – Distribution Branch (Service) – Steel. The historical data continues to be a good fit to the Iowa 43-R1.5, however the data points between ages 30 and 52 show indications that a life lengthening could be considered. The peer range for this account is 45 to 62 years, placing the currently approved life of 43 years slightly shorter than average. Based on both factors, a life as long as 45 years may be considered reasonable. However, Concentric recommends maintaining the life of 43 years for this study until more information is known about the manner in which the energy transition will impact Energir.”

- 28.2 Veuillez indiquer si Énergir a débuté une réflexion plus approfondie sur d'autres méthodes d'amortissement et stratégies d'atténuation de la transition énergétique qui seraient possiblement reflétées dans les futures études sur les taux d'amortissement. Veuillez élaborer.

Réponse :

Énergir est à l'affût des tendances liées à la transition énergétique qui pourraient avoir un impact sur la durée de vie attendue de ses actifs. 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.

- 28.3 Veuillez également commenter la possibilité d'introduire un horizon de planification économique pour déterminer l'amortissement dans les futures études sur les taux d'amortissement.

Réponse :

Énergir a discuté de cette méthode avec les auteurs de l'étude présentée et a constaté que, bien que cette méthode ait été envisagée par d'autres distributeurs, aucun ne l'a mise en application à sa connaissance. Considérant le contexte énergétique actuel au Québec, cette méthode d'amortissement agressive n'a pas été considérée comme étant appropriée pour l'instant. Il n'est pas exclu que cette méthode soit rediscutée ou éventuellement proposée, si le contexte venait à changer.

ACTIFS GSR-C ET GSR-L

29. Références :
- (i) Pièce [B-0101](#), p. 1 à 3;
 - (ii) Pièce [B-0104](#), p. 6;
 - (iii) Pièce [B-0136](#), p. 1;
 - (iv) Décision [D-2025-060](#), p. 9.

Préambule :

- (i) Le tableau suivant résume la proposition d'Énergir pour les actifs GSR-C et GSR-L :

Catégories d'immobilisations		Durée de vie utile	Taux d'amortissement intérimaire
Amélioration du réseau - Adaptation du réseau GSR			
Z-1710 -	Station de gaz porté - Actifs GSR-C	40 ans	2,5%
Distincte	Subventions - Actifs GSR-C	40 ans	2,5%
Z-1720 -	Station de gaz porté - Actifs GSR-L	40 ans	2,5%
Distincte	Subventions - Actifs GSR-L	40 ans	2,5%

- (ii) Point n° 16 : « La hausse de 16,9 M\$ des investissements en Amélioration du réseau – Adaptation du réseau GSR entre la prévision 4/8 2025 et la CT 2025-2026 s'explique principalement par la mise en service de la station de réception et d'injection de gaz porté à Saint-Flavien (R-4263-2024) prévue à la CT 2025-2026 (+15,7 M\$ pour la composante Adaptation du réseau GSR déposé au dossier R-4287-2024) et l'enveloppe budgétaire des projets inférieurs au seuil pour ce nouveau sous-marché ».

- (iii) Extrait du tableau présentant la dépense d'amortissement prévisionnelle 2025-2026, basée sur les données 4-8 2025.

Catégories	Description	Solde prévisionnel au 1 ^{er} octobre 2025			Taux amort. %	Amortissement prévisionnel 2025-2026
		VH	AC	Non amorti		
Z1650	Biométhane - conduites principales acier	35 188	(1 352)	33 836	Durée du contrat	(1 825)
Z1610	Biométhane - servitudes	5 262	(95)	5 167	Durée du contrat	(262)
Z1680	Biométhane - poste de réception	7 291	(509)	6 782	Durée du contrat	(492)
Z1681	Biométhane - poste de réception - partie civile	1 632	(106)	1 526	Durée du contrat	(95)
Z1710	Station de gaz porté - Actif GNC	0	0	0	2,50%	(98)
Z1720	Station de gaz porté - Actif GNL	0	0	0	2,50%	(167)

- (iv) « [12] La formation majoritaire rejette la demande d'Énergir d'inclure certains actifs de la station de réception et d'injection de GSR porté à Saint-Flavien aux actifs d'adaptation du réseau de distribution. La formation majoritaire juge que la totalité des coûts du Projet St-Flavien doivent être assumés par les producteurs qui y ont réservé de la capacité.

[...]

[14] En ce qui a trait au poste d'injection de la Station, la Régie rejette la socialisation temporaire du coût de service pour les producteurs ne débutant pas leur injection au moment de la mise en service de la Station ».

Demandes :

- 29.1 Considérant la décision de la Régie citée en référence (iv), veuillez indiquer si la demande d'Énergir présentée en référence (i) devient caduque. Dans la négative, veuillez justifier pourquoi une nouvelle catégorie d'actif devrait être créée pour le GSR-C et le GSR-L du Projet Saint-Flavien.

Réponse :

Compte tenu de la décision de la Régie, la demande d'Énergir mentionnée à la référence (i) ne devient pas caduque, mais doit être légèrement ajustée. Le fait que les coûts des actifs de GSR-C et GSR-L soient à la charge des producteurs ne remet pas en question le constat voulant que les catégories d'immobilisation existantes ne sont pas adaptées pour ces nouveaux actifs. Ces derniers, incluant notamment des équipements de regazéification et de compression, nécessitent une gestion distincte afin de refléter leur nature et leur utilisation spécifiques. Il demeure donc nécessaire de créer deux nouvelles catégories d'immobilisation pour ces actifs, la création d'une troisième catégorie pour la subvention n'étant plus requise, puisque la catégorie existante Z5100 - *subvention projet GSR* pourra être utilisée.

Tableau Q-29.1
Nouvelles catégories et taux intérimaires proposés

Catégorie d'actifs	Durée de vie utile
Z1660 - Station de gaz porté - Actifs GSR-C	Durée du contrat
Z1670 - Station de gaz porté - Actifs GSR-L	Durée du contrat

Énergir dépose une version révisée de la pièce Énergir-K, Document 5.

- 29.2 Veuillez présenter l'impact de la décision citée en référence (iv) sur :

- les catégories d'immobilisation de la référence (i), incluant le numéro des catégories présentés en référence (iii) et les taux d'amortissement;

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 29.1.

- la base de tarification pour l'année 2025-2026, incluant les additions de la référence (ii), les soldes mensuels et la moyenne des 13 soldes;

Réponse :

La décision citée à la référence (i) entraînera une réduction de 15,7 M\$ des investissements inclus dans la catégorie *Adaptation réseau GSR* et, en contrepartie, une augmentation équivalente dans la catégorie *GSR*.

L'effet de la décision sur les soldes mensuels et la moyenne des 13 soldes de la base de tarification en distribution sont présentés au tableau suivant :

Tableau Q-29.2 a)

Base de tarification en distribution CT 2025-2026	1 oct. '25	Octobre	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars	Avril
Ajusté pour la décision du HUB	2 634 076	2 644 207	2 648 458	2 650 247	2 644 743	2 639 779	2 638 414	2 636 639
Dépôt original	2 634 076	2 644 207	2 648 458	2 650 940	2 645 757	2 641 157	2 639 098	2 637 342
Écart	0	(0)	(0)	(693)	(1 014)	(1 378)	(684)	(704)

Base de tarification en distribution CT 2025-2026	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Total	mensuelle
Ajusté pour la décision du HUB	2 642 436	2 646 482	2 649 924	2 656 338	2 685 418	34 417 159	2 647 474
Dépôt original	2 643 156	2 646 247	2 649 709	2 656 300	2 685 398	34 421 844	2 647 834
Écart	(720)	235	215	37	21	(4 685)	(360)

- le revenu requis pour l'année tarifaire 2025-2026 (amortissement, rendement et impôts);

Réponse :

Le tableau suivant résume les impacts de la décision sur le revenu requis de distribution. Il est à noter que les effets présentés ici reflètent l'impact global sur le revenu requis du service de distribution résultant à la fois de la modification de la durée d'amortissement (passée de 40 ans à 20 ans pour les actifs anciennement catégorisés à titre d'*Adaptation du réseau GSR*) et du changement dans le moment d'intégration, désormais réparti graduellement entre le 31 décembre 2025 et le 30 juin 2026, plutôt qu'en une seule fois au 31 décembre 2025. Par conséquent, l'impact observé ne correspond pas directement à l'augmentation des revenus liée au volet *Investissement* du tarif de réception.

Tableau Q-29.2 b)
Revenu requis en distribution
Cause tarifaire 2025-2026
(000 \$)

	Ajusté pour la décision du HUB	Dépôt original	Écarts
Amortissements immobilisations	157 337	157 310	27
Impôts sur le revenu	24 593	24 601	(8)
Rendement sur la base de tarification	160 437	160 459	(22)
			(3)

- les revenus du service de réception pour l'année 2025-2026.

Réponse :

La décision citée à la référence (i) entraînera une hausse des revenus du service de réception de 0,8 M\$, faisant passer ceux-ci de 4,4 M\$ comme soumis originalement, à 5,1 M\$. Le volet *Investissement* du tarif a donc été ajusté afin de tenir compte des investissements auparavant classés à titre d'*Adaptation du réseau GSR*. De plus, le volet *Distribution* a été modifié afin d'assurer la récupération complète des coûts d'opération prévus.

REVENUS

- 30. Références :** (i) Pièce [B-0049](#), p. 35;
(ii) Pièce [B-0125](#).

Préambule :

- (i) Pour le scénario de base du plan d’approvisionnement, Énergir prévoit des livraisons de gaz naturel totalisant $5\,990,4\,10^6\text{m}^3$.
- (ii) Aux fins d’établir les revenus en distribution, Énergir prévoit des livraisons totalisant $5\,986,9\,10^3\text{m}^3$.

Demande :

- 30.1 Veuillez confirmer que l’écart de $3,5\,10^6\text{m}^3$ entre les livraisons prévues au plan d’approvisionnement et celles utilisées pour établir les revenus de l’année 2025-2026 s’explique par l’autoconsommation d’Énergir.

Réponse :

L’écart de $3,5\,10^6\text{m}^3$ entre la référence (i) et la référence (ii) provient des interruptions projetées au service interruptible.

- 31. Références :** (i) Pièce [B-0125](#);
(ii) Pièce [B-0140](#), p. 18
(iii) Pièce [B-0146](#).

Préambule :

- (i) Énergir prévoit des revenus de réception totalisant 4 371 k\$ en 2025-2026 pour 13 clients producteurs, dont 9 sont déjà en service.
- (ii) « Au cours de l’année 2025-2026, il est prévu que treize producteurs de GSR injecteront dans le réseau de distribution, dont neuf qui sont déjà en service : [...] ».
- (iii) Énergir présente une comparaison des revenus 2025-2026 découlant de la décision D-2024-118 et ceux proposés au présent dossier.

Les revenus du service de réception découlant de l'application de la décision D-2024-118 sont les mêmes que ceux proposés pour l'année 2025-2026, soit 4 371 k\$.

Demande :

- 31.1 Veuillez expliquer que les revenus du service de réception découlant de l'application de la décision D-2024-118 sont les mêmes que ceux proposés pour l'année 2025-2026, considérant que la décision D-2024-118 approuvait seulement les taux des 9 producteurs ayant débuté leur injection.

Réponse :

Les revenus de réception ne seront pas les mêmes que ceux proposés de 4 371 k\$ comme expliqué à la réponse à la question 29.2.

Les taux du tarif de réception des neuf producteurs ne seront pas les mêmes, pour les raisons suivantes :

- 1- Les coûts liés au volet *Distribution* étaient de 92 283 \$ pour chaque producteur pour l'année 2024-2025. Pour l'année 2025-2026, les coûts seront de 93 999 \$, ce qui correspond au 92 283 \$ majoré par le taux d'inflation du Québec prévu au tableau 2 de la pièce B-0166, Énergir-H, Document 2, comme prévu au paragr. 180 de la décision D-2024-113. Ce taux est de 1,86 % pour l'année 2025-2026;
- 2- Si la Régie approuvait la demande d'Énergir du 2 juillet 2025 (pièce B-0174, Énergir-Q, Document 12), le taux au volet *Investissement* du producteur *Ville de Québec* serait nul, car ce dernier a remboursé ce volet le 30 juin 2025. Le taux passerait donc de 4,814 ¢/m³/jour à 0,000 ¢/m³/jour.

Les taux à approuver par la Régie se retrouveront dans les pièces Énergir-S, Documents 1 et 2.

DÉPENSES D'EXPLOITATION

- 32. Références :**
- (i) Pièce [B-0130](#), p. 4 et annexe 1;
 - (ii) Dossier R-4177-2021 Phase 1, décision [D-2022-025](#), p. 13 et 19;
 - (iii) Tableau établi par la Régie à partir des rapports annuels des années 2021-2022 à 2023-2024.

Préambule :

(i) « *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* ».

À l'annexe 1, Énergir présente les dépenses d'opération par nature pour les années 2024-2025 et 2025-2026 ainsi que les ajustements pour établir les dépenses d'exploitation.

(ii) Pour les années 2022-2023 à 2024-2025, la Régie reconduisait la formule paramétrique pour l'établissement des dépenses d'exploitation avec les ajustements proposés. Notamment, le point de départ pour l'application de la formule au cours de cette période était les données réelles du rapport annuel de l'année 2020-2021.

(iii) Tableau comparatif établi par la Régie pour les dépenses d'exploitation réelles des années 2020-2021 à 2023-2024 et celles projetées au présent dossier, présentées en référence (i).

DÉPENSES D'OPÉRATION PAR NATURE (000 \$)	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025 <i>année de base</i>	2025-2026 <i>année témoin</i>
Total Corporatif	R-4175-B-0028	R-4209-B-0031	R-4242-B-0028	R-4288-B-0022	R-4287-B-0130	
Salaires						
Sous-total salaires	160 772	161 716	166 690	173 389	192 617	200 428
<i>croissance annuelle</i>		0,6%	3,1%	4,0%	11,1%	4,1%
Avantages sociaux	78 486	83 477	81 850	75 118	81 086	87 078
Dépenses						
Sous-total dépenses	72 292	77 203	81 164	83 089	87 299	86 620
TOTAL DÉPENSES D'OPÉRATION	311 550	322 396	329 704	331 596	361 002	374 126
Frais généraux imputés aux immobilisations	(21 454)	(22 700)	(22 416)	(24 467)	(26 265)	(27 328)
Main-d'oeuvre imputée aux immobilisations	(49 076)	(53 434)	(50 710)	(51 350)	(55 790)	(57 032)
Recharge aux ANR	(11 904)	(14 435)	(16 662)	(17 934)	(20 126)	(21 666)
Autres	(136)	(27)	455	454	(13)	(188)
DÉPENSES D'EXPLOITATION RÉELLES	228 980	231 798	240 369	238 299		
Réduction budgétaire - postes vacants et autres					(5 251)	(5 983)
DÉPENSES D'EXPLOITATION PROJÉTÉES					253 557	267 912
<i>croissance annuelle</i>		1,2%	3,7%	-0,9%	6,4%	5,7%
% capitalisation main-d'œuvre interne taux standard	43,5%	43,6%	43,6%	43,2%	40,1%	39,2%
PMO, nets des ETP relatifs aux ANR	1 486	1 476	1 467	1 476	1 505	1 515

Demandes :

- 32.1 En tenant compte des écarts dus aux arrondis, veuillez confirmer les données présentées au tableau de la référence (iii). Le cas échéant, veuillez identifier et expliquer les correctifs à y apporter.

Réponse :

Énergir confirme les données présentées au tableau de la référence (iii), à l'exception des éléments suivants :

- À la colonne 2025-2026, le total des *Dépenses d'exploitation projetées* doit inclure le montant de la ligne *Réduction budgétaire – postes vacants et autres* et devrait ainsi être de 261 929 000 \$, comme présenté à la page 1 de l'annexe 1 de la pièce B-0130, Énergir-N, Document 8, à la ligne 32, colonne 1;
- Conséquemment, la valeur présentée à la ligne *Croissance annuelle* de la colonne 2025-2026 devrait se lire 3,3 %.

- 32.2 Veuillez expliquer la méthode ou procédure appliquée par Énergir pour établir une réduction budgétaire de 5 251 k\$ en 2024-2025 et de 5 983 k\$ en 2025-2026.

Réponse :

La réduction budgétaire pour *postes vacants* est calculée en fonction des salaires réguliers. Elle représente environ 3 % de ceux-ci pour 2024-2025 et 2025-2026.

- 32.3 Veuillez expliquer l'évolution du plan de main-d'œuvre pour les années 2024-2025 et 2025-2026 comparativement aux années historiques 2020-2021 à 2023-2024.

Réponse :**Tableau Q-32.3**

	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025 (projeté)	2025-2026 (budget)
PMO, net des ETP relatifs aux ANR	1 486	1 476	1 467	1 476	1 505	1 515
Postes vacants estimés (ETP)					(46)	(50)
PMO, net des ETP relatifs aux ANR, net des ETP vacants	1 486	1 476	1 467	1 476	1 459	1 465
Croissance annuelle		-0,7 %	-0,6 %	0,6 %	-1,1 %	0,4 %

En observant le tableau présenté ci-dessus, la Régie pourra constater que le plan de main-d'œuvre pour les années présentées est demeuré très stable.

- 32.4 Veuillez expliquer le taux de capitalisation de la main-d'œuvre interne pour les années 2024-2025 et 2025-2026 comparativement aux années historiques 2020-2021 à 2023-2024.

Réponse :

À noter que les taux de capitalisation indiqués à la ligne 33 de l'annexe 1 de la pièce B-0130, Énergir-N, Document 8 pour l'année 2025-2026, auraient dû se lire 41,1 %, et ceux de 2024-2025 auraient dû se lire 42,0 %. Énergir dépose une version révisée de l'annexe 1 de la pièce Énergir-N, Document 8.

Le taux de capitalisation de la main-d'œuvre interne pour les années 2024-2025 et 2025-2026 affiche une baisse approximative de 1.5 à 2.5 points de pourcentage par rapport aux années précédentes (2020-2021 à 2023-2024). Cela s'explique principalement par une baisse du nombre d'heures consacrées à des travaux de nature capitalisable (CAPEX) et à une hausse du nombre d'heures consacrées à des activités de nature non capitalisable (OPEX). Ces variations peuvent découler de multiples facteurs, comme l'implantation de mesure d'optimisation, des changements dans les normes de l'industrie, dans les normes internes d'Énergir, dans les mesures de sécurité, etc.

- 32.5 Veuillez expliquer la croissance des dépenses d'exploitation projetées pour l'année 2024-2025 comparativement aux dépenses d'exploitation réelles de l'année 2023-2024.

Réponse :

Tout d'abord, Énergir aimerait préciser que la réduction budgétaire *postes vacants et autres* dans le tableau (iii) pour la colonne 2024-2025 devrait être considérée avec les salaires. Ainsi, le sous-total *salaires* totaliserait 187 366 k\$, soit une hausse de 8,1 % et non de 11,1 %.

La croissance entre les dépenses projetées 2024-2025 et les dépenses réelles 2023-2024 s'explique en grande partie par le fait que l'exercice 2023-2024 fut marqué d'événements ponctuels qui ont engendré des économies qui n'ont pas été reconduites dans les dépenses projetées de 2024-2025.

Veuillez s.v.p. vous référer 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, pour la liste d'événements ponctuels.

Outre les événements ponctuels de 2023-2024, certaines projections à la hausse ont dû être prises en considération dans les dépenses projetées de 2024-2025, telles que :

- a) La croissance de 8,1 % au niveau des salaires s'explique par la hausse du plan de main-d'œuvre (PMO) de 37 équivalent temps plein (ETP) avant la recharge aux activités non réglementées, l'indexation des salaires, et par la nomination de quatre nouveaux directeurs exécutifs;
- b) La croissance au niveau des avantages sociaux de 6,0 M\$ s'explique principalement par la hausse de la bonification de 3 M\$ et la hausse des avantages sociaux futurs de 1,0 M\$, ces derniers étant déterminés selon l'évaluation actuarielle et, conséquemment, hors du contrôle d'Énergir;
- c) L'augmentation de 4,2 M\$ dans les autres dépenses s'explique également par des hausses au niveau du coût des assurances, du coût des matériaux et du coût des licences informatiques. Énergir fait face à une croissance du parc de licences en lien avec l'évolution des besoins de l'entreprise, combiné à une hausse des coûts supérieure à l'inflation;
- d) L'augmentation de 6,2 M\$ de la main-d'œuvre capitalisée aux immobilisations et des frais généraux imputés aux immobilisations est également liée aux hausses dans les salaires, avantages sociaux et autres dépenses, comme décrit précédemment;
- e) Finalement, l'augmentation de la recharge aux activités non réglementées de 2,2 M\$ est liée à la hausse du nombre d'ETP alloués aux ANR en raison de la croissance de ce type d'activités (+8 ETP) et aux hausses de salaires et avantages sociaux telles que décrites précédemment.

- 33. Références :**
- (i) Pièce [B-0130](#), p. 19;
 - (ii) Pièce [B-0107](#), p. 2.

Préambule :

- (i) Énergir établit le budget des avantages sociaux à 87 078 k\$ pour l'année 2025-2026 et à 81 086 k\$ pour l'année 2024-2025. Pour la composante « Main-d'œuvre imputée aux immobilisations », aucun montant lié aux avantages sociaux n'est réalloué aux fins d'établir les dépenses d'exploitation.
- (ii) Énergir présente la composition de la charge des régimes de retraite et des avantages sociaux futurs pour les années 2024-2025 et 2025-2026. Pour l'année 2025-2026, le coût des avantages sociaux futurs capitalisés aux immobilisations s'élève à 7 456 k\$. Le coût net des services rendus aux fins des avantages sociaux futurs s'élève à 20 392 k\$.

Demandes :

- 33.1 La Régie comprend que le budget des avantages sociaux de la référence (i) inclut le coût net des services rendus aux fins des avantages sociaux futurs de la référence (ii). Pour les avantages sociaux futurs, l'effet de la capitalisation n'est pas présenté distinctement aux fins d'établir les dépenses d'opération. Veuillez confirmer, ou expliquer le cas échéant.

Réponse :

Le budget des avantages sociaux de la référence (i), soit 87 078 \$, représente le coût avant l'effet de la capitalisation et des réallocations. Il inclut donc un montant de 27 848 \$ pour les avantages sociaux futurs, comme présenté à la ligne 13, colonne 2 de la page 2 de la pièce B-0107, Énergir-L, Document 4. L'effet de la capitalisation des avantages sociaux est inclus dans les secteurs dans les rubriques *Frais généraux imputés aux immobilisations*, *Main-d'œuvre imputée aux immobilisations* et *Salaires et frais d'utilisation des services rechargés aux activités non réglementées*. En effet, ces rubriques incluent les salaires, avantages sociaux et autres dépenses afférentes aux recharges et allocations de la main-d'œuvre.

- 33.2 Veuillez indiquer si les avantages sociaux autres que les avantages sociaux futurs font l'objet d'une capitalisation aux immobilisations. Veuillez expliquer.

Réponse :

Tous les avantages sociaux font l'objet de recharge aux activités non réglementées ou de capitalisation aux immobilisations. Le coût des avantages sociaux, incluant les avantages sociaux futurs, est pris en considération avec les salaires et certaines autres dépenses dans les rubriques *Frais généraux imputés aux immobilisations*, *Main-d'œuvre imputée aux immobilisations* et *Salaires et frais d'utilisation des services rechargés aux activités non réglementées*.

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
1	Résidentiel	Biénergie	2,33	500 \$
2	Résidentiel	Biénergie	3,26	500 \$
3	Résidentiel	Biénergie	2,99	500 \$
4	Résidentiel	Biénergie	2,16	500 \$
5	Résidentiel	Biénergie	1,59	500 \$
6	Résidentiel	Biénergie	2,47	500 \$
7	Résidentiel	Biénergie	1,82	500 \$
8	Résidentiel	Biénergie	1,73	500 \$
9	Résidentiel	Biénergie	1,54	500 \$
10	Résidentiel	Biénergie	1,73	500 \$
11	Résidentiel	Biénergie	3,23	500 \$
12	Résidentiel	Biénergie	2,18	500 \$
13	Résidentiel	Biénergie	1,70	500 \$
14	Résidentiel	Biénergie	0,76	500 \$
15	Résidentiel	Biénergie	3,04	500 \$
16	Résidentiel	Biénergie	2,45	500 \$
17	Résidentiel	Biénergie	1,96	500 \$
18	Résidentiel	Biénergie	1,81	500 \$
19	Résidentiel	Biénergie	1,20	500 \$
20	Résidentiel	Biénergie	1,33	500 \$
21	Résidentiel	Biénergie	1,72	500 \$
22	Résidentiel	Biénergie	0,95	500 \$
23	Résidentiel	Biénergie	3,18	500 \$
24	Résidentiel	Biénergie	2,09	500 \$
25	Résidentiel	Biénergie	3,81	500 \$
26	Résidentiel	Biénergie	3,59	500 \$
27	Résidentiel	Biénergie	1,27	500 \$
28	Résidentiel	Biénergie	5,18	500 \$
29	Résidentiel	Biénergie	3,36	500 \$
30	Résidentiel	Biénergie	2,07	500 \$
31	Résidentiel	Biénergie	2,75	500 \$
32	Résidentiel	Biénergie	1,78	500 \$
33	Résidentiel	Biénergie	1,83	500 \$
34	Résidentiel	Biénergie	2,97	500 \$
35	Résidentiel	Biénergie	2,54	500 \$
36	Résidentiel	Biénergie	3,15	500 \$
37	Résidentiel	Biénergie	2,08	500 \$
38	Résidentiel	Biénergie	2,00	500 \$
39	Résidentiel	Biénergie	3,11	500 \$
40	Résidentiel	Biénergie	3,41	500 \$
41	Résidentiel	Biénergie	0,98	500 \$
42	Résidentiel	Biénergie	2,51	500 \$

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
43	Résidentiel	Biénergie	1,43	500 \$
44	Résidentiel	Biénergie	5,05	900 \$
45	Résidentiel	Biénergie	2,55	500 \$
46	Résidentiel	Biénergie	2,11	500 \$
47	Résidentiel	Biénergie	1,48	500 \$
48	Résidentiel	Biénergie	3,15	500 \$
49	Résidentiel	Biénergie	2,38	500 \$
50	Résidentiel	Biénergie	3,21	500 \$
51	Résidentiel	Biénergie	3,12	500 \$
52	Résidentiel	Biénergie	2,89	500 \$
53	Résidentiel	Biénergie	2,30	500 \$
54	Résidentiel	Biénergie	8,04	500 \$
55	Résidentiel	Biénergie	0,71	500 \$
56	Résidentiel	Biénergie	5,10	500 \$
57	Résidentiel	Biénergie	1,19	500 \$
58	Résidentiel	Biénergie	1,31	500 \$
59	Résidentiel	Biénergie	2,43	500 \$
60	Résidentiel	Biénergie	2,00	500 \$
61	Résidentiel	Biénergie	3,04	500 \$
62	Résidentiel	Biénergie	1,13	500 \$
63	Résidentiel	Biénergie	1,54	500 \$
64	Résidentiel	Biénergie	2,67	500 \$
65	Résidentiel	Biénergie	1,89	500 \$
66	Résidentiel	Biénergie	2,13	500 \$
67	Résidentiel	Biénergie	2,24	500 \$
68	Résidentiel	Biénergie	3,77	500 \$
69	Résidentiel	Biénergie	2,97	500 \$
70	Résidentiel	Biénergie	2,18	500 \$
71	Résidentiel	Biénergie	1,61	500 \$
72	Résidentiel	Biénergie	0,82	500 \$
73	Résidentiel	Biénergie	1,93	500 \$
74	Résidentiel	Biénergie	2,00	500 \$
75	Résidentiel	Biénergie	2,66	500 \$
76	Résidentiel	Biénergie	2,18	500 \$
77	Résidentiel	Biénergie	2,24	500 \$
78	Résidentiel	Biénergie	2,41	500 \$
79	Résidentiel	Biénergie	2,60	500 \$
80	Résidentiel	Biénergie	1,89	500 \$
81	Résidentiel	Biénergie	1,45	500 \$
82	Résidentiel	Biénergie	2,07	500 \$
83	Résidentiel	Biénergie	1,60	500 \$
84	Résidentiel	Biénergie	4,11	500 \$

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
85	Résidentiel	Biénergie	1,62	500 \$
86	Résidentiel	Biénergie	2,19	500 \$
87	Résidentiel	Biénergie	2,36	500 \$
88	Résidentiel	Biénergie	1,70	500 \$
89	Résidentiel	Biénergie	1,76	500 \$
90	Résidentiel	Biénergie	10,20	500 \$
91	Commercial	GSR	1,44	287 \$
92	Commercial	GSR	5,48	1 096 \$
93	Commercial	GSR	1 076,51	15 000 \$
94	Industriel	GSR	165,75	15 000 \$
95	Industriel	GSR	1 342,13	15 000 \$
96	Résidentiel	Biénergie	5,93	500 \$
97	Résidentiel	Biénergie	2,69	500 \$
98	Résidentiel	Biénergie	3,58	500 \$
99	Résidentiel	Biénergie	2,51	500 \$
100	Résidentiel	Biénergie	4,12	500 \$
101	Résidentiel	Biénergie	2,96	500 \$
102	Résidentiel	Biénergie	5,70	500 \$
103	Résidentiel	Biénergie	2,00	500 \$
104	Résidentiel	Biénergie	2,05	500 \$
105	Résidentiel	Biénergie	2,35	500 \$
106	Résidentiel	Biénergie	1,55	500 \$
107	Résidentiel	Biénergie	4,25	500 \$
108	Résidentiel	Biénergie	2,20	500 \$
109	Résidentiel	Biénergie	3,40	500 \$
110	Résidentiel	Biénergie	2,12	500 \$
111	Résidentiel	Biénergie	2,14	500 \$
112	Résidentiel	Biénergie	2,42	500 \$
113	Résidentiel	Biénergie	2,98	500 \$
114	Résidentiel	Biénergie	1,25	500 \$
115	Résidentiel	Biénergie	2,11	500 \$
116	Résidentiel	Biénergie	2,78	500 \$
117	Résidentiel	Biénergie	2,58	500 \$
118	Résidentiel	Biénergie	1,36	500 \$
119	Résidentiel	Biénergie	2,56	500 \$
120	Résidentiel	Biénergie	2,72	500 \$
121	Résidentiel	Biénergie	2,84	500 \$
122	Résidentiel	Biénergie	2,80	500 \$
123	Résidentiel	Biénergie	2,63	500 \$
124	Résidentiel	Biénergie	2,02	500 \$
125	Résidentiel	Biénergie	2,25	500 \$
126	Résidentiel	Biénergie	2,16	500 \$

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
127	Résidentiel	Biénergie	1,37	500 \$
128	Résidentiel	Biénergie	1,84	500 \$
129	Résidentiel	Biénergie	2,47	500 \$
130	Résidentiel	Biénergie	2,50	500 \$
131	Résidentiel	Biénergie	1,67	500 \$
132	Résidentiel	Biénergie	2,48	500 \$
133	Résidentiel	Biénergie	4,01	500 \$
134	Résidentiel	Biénergie	2,28	500 \$
135	Résidentiel	Biénergie	2,06	500 \$
136	Résidentiel	Biénergie	2,17	500 \$
137	Résidentiel	Biénergie	0,84	500 \$
138	Résidentiel	Biénergie	2,87	500 \$
139	Résidentiel	Biénergie	2,60	500 \$
140	Résidentiel	Biénergie	2,80	500 \$
141	Résidentiel	Biénergie	1,98	500 \$
142	Résidentiel	Biénergie	1,64	500 \$
143	Résidentiel	Biénergie	2,64	500 \$
144	Résidentiel	Biénergie	1,90	500 \$
145	Résidentiel	Biénergie	3,07	500 \$
146	Résidentiel	Biénergie	2,57	500 \$
147	Résidentiel	Biénergie	1,78	500 \$
148	Résidentiel	Biénergie	3,28	500 \$
149	Résidentiel	Biénergie	1,68	500 \$
150	Résidentiel	Biénergie	1,72	500 \$
151	Résidentiel	Biénergie	2,17	500 \$
152	Résidentiel	Biénergie	2,57	500 \$
153	Résidentiel	Biénergie	2,04	500 \$
154	Résidentiel	Biénergie	3,34	500 \$
155	Résidentiel	Biénergie	2,78	500 \$
156	Résidentiel	Biénergie	2,18	500 \$
157	Résidentiel	Biénergie	1,04	500 \$
158	Résidentiel	Biénergie	2,00	500 \$
159	Résidentiel	Biénergie	2,74	500 \$
160	Résidentiel	Biénergie	2,02	500 \$
161	Résidentiel	Biénergie	3,57	500 \$
162	Résidentiel	Biénergie	0,31	500 \$
163	Résidentiel	Biénergie	1,14	500 \$
164	Résidentiel	Biénergie	2,82	500 \$
165	Résidentiel	Biénergie	1,96	500 \$
166	Résidentiel	Biénergie	2,47	500 \$
167	Résidentiel	Biénergie	1,95	500 \$
168	Résidentiel	Biénergie	2,21	500 \$

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
169	Résidentiel	Biénergie	1,54	500 \$
170	Résidentiel	Biénergie	2,99	500 \$
171	Résidentiel	Biénergie	1,51	500 \$
172	Résidentiel	Biénergie	3,44	500 \$
173	Résidentiel	Biénergie	2,52	500 \$
174	Résidentiel	Biénergie	2,59	500 \$
175	Résidentiel	Biénergie	2,77	500 \$
176	Résidentiel	Biénergie	6,28	500 \$
177	Résidentiel	Biénergie	2,52	500 \$
178	Résidentiel	Biénergie	2,21	500 \$
179	Résidentiel	Biénergie	4,50	900 \$
180	Résidentiel	Biénergie	1,71	500 \$
181	Résidentiel	Biénergie	3,34	500 \$
182	Résidentiel	Biénergie	2,45	500 \$
183	Résidentiel	Biénergie	2,40	500 \$
184	Résidentiel	Biénergie	2,43	500 \$
185	Résidentiel	Biénergie	2,14	500 \$
186	Résidentiel	Biénergie	2,16	500 \$
187	Résidentiel	Biénergie	1,21	500 \$
188	Résidentiel	Biénergie	2,56	500 \$
189	Résidentiel	Biénergie	3,22	500 \$
190	Résidentiel	Biénergie	1,61	500 \$
191	Résidentiel	Biénergie	5,12	500 \$
192	Résidentiel	Biénergie	1,95	500 \$
193	Résidentiel	Biénergie	0,63	500 \$
194	Résidentiel	Biénergie	1,99	500 \$
195	Résidentiel	Biénergie	2,21	500 \$
196	Résidentiel	Biénergie	2,81	500 \$
197	Résidentiel	Biénergie	3,25	500 \$
198	Résidentiel	Biénergie	2,95	500 \$
199	Résidentiel	Biénergie	2,16	500 \$
200	Résidentiel	Biénergie	3,55	500 \$
201	Résidentiel	Biénergie	2,09	500 \$
202	Résidentiel	Biénergie	1,54	500 \$
203	Résidentiel	Biénergie	6,06	500 \$
204	Résidentiel	Biénergie	2,33	500 \$
205	Résidentiel	Biénergie	0,95	500 \$
206	Résidentiel	Biénergie	1,98	500 \$
207	Résidentiel	Biénergie	2,35	500 \$
208	Résidentiel	Biénergie	1,43	500 \$
209	Résidentiel	Biénergie	1,98	500 \$
210	Résidentiel	Biénergie	1,15	500 \$

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
211	Résidentiel	Biénergie	1,62	500 \$
212	Résidentiel	Biénergie	2,56	500 \$
213	Résidentiel	Biénergie	2,07	500 \$
214	Résidentiel	Biénergie	2,47	500 \$
215	Résidentiel	Biénergie	2,62	500 \$
216	Résidentiel	Biénergie	2,62	500 \$
217	Résidentiel	Biénergie	2,22	500 \$
218	Résidentiel	Biénergie	1,32	500 \$
219	Résidentiel	Biénergie	1,62	500 \$
220	Résidentiel	Biénergie	4,09	500 \$
221	Résidentiel	Biénergie	0,94	500 \$
222	Résidentiel	Biénergie	1,70	500 \$
223	Résidentiel	Biénergie	4,05	500 \$
224	Résidentiel	Biénergie	1,66	500 \$
225	Résidentiel	Biénergie	2,58	500 \$
226	Résidentiel	Biénergie	2,21	500 \$
227	Résidentiel	Biénergie	1,55	500 \$
228	Résidentiel	Biénergie	1,82	500 \$
229	Résidentiel	Biénergie	2,61	500 \$
230	Résidentiel	Biénergie	1,26	500 \$
231	Résidentiel	Biénergie	2,14	500 \$
232	Résidentiel	Biénergie	2,01	500 \$
233	Résidentiel	Biénergie	3,38	500 \$
234	Résidentiel	Biénergie	1,99	500 \$
235	Résidentiel	Biénergie	2,09	500 \$
236	Résidentiel	Biénergie	2,50	500 \$
237	Résidentiel	Biénergie	1,24	500 \$
238	Résidentiel	Biénergie	3,36	500 \$
239	Résidentiel	Biénergie	2,83	500 \$
240	Résidentiel	Biénergie	3,18	500 \$
241	Résidentiel	Biénergie	1,14	500 \$
242	Résidentiel	Biénergie	5,30	500 \$
243	Résidentiel	Biénergie	1,39	500 \$
244	Résidentiel	Biénergie	1,48	500 \$
245	Résidentiel	Biénergie	2,47	500 \$
246	Résidentiel	Biénergie	2,67	500 \$
247	Résidentiel	Biénergie	2,75	500 \$
248	Résidentiel	Biénergie	2,07	500 \$
249	Résidentiel	Biénergie	2,07	500 \$
250	Résidentiel	Biénergie	1,16	500 \$
251	Résidentiel	Biénergie	0,96	500 \$
252	Résidentiel	Biénergie	2,74	500 \$

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
253	Résidentiel	Biénergie	2,49	500 \$
254	Résidentiel	Biénergie	1,03	500 \$
255	Résidentiel	Biénergie	3,11	500 \$
256	Résidentiel	Biénergie	1,93	500 \$
257	Résidentiel	Biénergie	4,52	923 \$
258	Résidentiel	Biénergie	1,69	500 \$
259	Résidentiel	Biénergie	0,85	500 \$
260	Résidentiel	Biénergie	2,41	500 \$
261	Résidentiel	Biénergie	1,74	500 \$
262	Résidentiel	Biénergie	4,07	500 \$
263	Résidentiel	Biénergie	2,68	500 \$
264	Résidentiel	Biénergie	2,99	500 \$
265	Résidentiel	Biénergie	1,43	500 \$
266	Résidentiel	Biénergie	0,88	500 \$
267	Résidentiel	Biénergie	3,30	500 \$
268	Résidentiel	Biénergie	2,68	500 \$
269	Résidentiel	Biénergie	0,97	500 \$
270	Résidentiel	Biénergie	2,52	500 \$
271	Résidentiel	Biénergie	3,91	500 \$
272	Résidentiel	Biénergie	1,23	500 \$
273	Résidentiel	Biénergie	1,60	500 \$
274	Résidentiel	Biénergie	1,97	500 \$
275	Résidentiel	Biénergie	1,81	500 \$
276	Résidentiel	Biénergie	6,02	500 \$
277	Résidentiel	Biénergie	1,74	500 \$
278	Résidentiel	Biénergie	0,97	500 \$
279	Résidentiel	Biénergie	1,65	500 \$
280	Résidentiel	Biénergie	6,90	900 \$
281	Résidentiel	Biénergie	2,69	500 \$
282	Résidentiel	Biénergie	1,65	500 \$
283	Résidentiel	Biénergie	4,47	500 \$
284	Résidentiel	Biénergie	2,25	500 \$
285	Résidentiel	Biénergie	1,40	500 \$
286	Résidentiel	Biénergie	2,65	500 \$
287	Résidentiel	Biénergie	2,10	500 \$
288	Résidentiel	Biénergie	2,31	500 \$
289	Résidentiel	Biénergie	1,15	500 \$
290	Résidentiel	Biénergie	1,97	500 \$
291	Résidentiel	Biénergie	7,11	500 \$
292	Résidentiel	Biénergie	3,09	500 \$
293	Résidentiel	Biénergie	1,76	500 \$
294	Résidentiel	Biénergie	3,70	500 \$

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
295	Résidentiel	Biénergie	1,90	500 \$
296	Résidentiel	Biénergie	1,46	500 \$
297	Résidentiel	Biénergie	3,84	500 \$
298	Résidentiel	Biénergie	1,56	500 \$
299	Résidentiel	Biénergie	2,65	500 \$
300	Résidentiel	Biénergie	2,82	500 \$
301	Résidentiel	Biénergie	3,19	500 \$
302	Résidentiel	Biénergie	3,30	500 \$
303	Résidentiel	Biénergie	1,63	500 \$
304	Résidentiel	Biénergie	3,58	500 \$
305	Résidentiel	Biénergie	1,94	500 \$
306	Résidentiel	Biénergie	1,49	500 \$
307	Résidentiel	Biénergie	3,98	500 \$
308	Résidentiel	Biénergie	1,90	500 \$
309	Résidentiel	Biénergie	7,85	64 \$
310	Résidentiel	Biénergie	2,28	500 \$
311	Résidentiel	Biénergie	2,65	500 \$
312	Résidentiel	Biénergie	1,96	500 \$
313	Résidentiel	Biénergie	4,00	900 \$
314	Résidentiel	Biénergie	1,27	500 \$
315	Résidentiel	Biénergie	2,48	500 \$
316	Résidentiel	Biénergie	2,83	500 \$
317	Résidentiel	Biénergie	3,21	500 \$
318	Résidentiel	Biénergie	3,37	500 \$
319	Résidentiel	Biénergie	1,85	500 \$
320	Résidentiel	Biénergie	1,84	500 \$
321	Résidentiel	Biénergie	2,22	500 \$
322	Résidentiel	Biénergie	1,52	500 \$
323	Résidentiel	Biénergie	4,08	500 \$
324	Résidentiel	Biénergie	2,54	500 \$
325	Résidentiel	Biénergie	1,36	500 \$
326	Résidentiel	Biénergie	3,37	500 \$
327	Résidentiel	Biénergie	1,64	500 \$
328	Résidentiel	Biénergie	2,02	500 \$
329	Résidentiel	Biénergie	1,81	500 \$
330	Résidentiel	Biénergie	2,92	500 \$
331	Résidentiel	Biénergie	1,51	500 \$
332	Commercial	GSR	1,48	296 \$
333	Résidentiel	Biénergie	4,11	500 \$
334	Résidentiel	Biénergie	1,65	500 \$
335	Résidentiel	Biénergie	2,33	500 \$
336	Résidentiel	Biénergie	1,29	500 \$

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
337	Résidentiel	Biénergie	1,86	500 \$
338	Commercial	GSR	71,76	14 352 \$
339	Résidentiel	Biénergie	1,92	500 \$
340	Commercial	GSR	11,30	2 260 \$
341	Résidentiel	Biénergie	2,16	500 \$
342	Commercial	Biénergie	0,32	119 \$
343	Résidentiel	Biénergie	3,61	500 \$
344	Résidentiel	Biénergie	1,34	500 \$
345	Résidentiel	Biénergie	4,56	500 \$
346	Résidentiel	Biénergie	3,22	500 \$
347	Résidentiel	Biénergie	2,18	500 \$
348	Résidentiel	Biénergie	1,04	500 \$
349	Résidentiel	Biénergie	1,21	500 \$
350	Résidentiel	Biénergie	1,78	500 \$
351	Résidentiel	Biénergie	2,77	500 \$
352	Résidentiel	Biénergie	2,60	500 \$
353	Résidentiel	Biénergie	3,23	900 \$
354	Résidentiel	Biénergie	1,09	500 \$
355	Résidentiel	Biénergie	4,20	500 \$
356	Résidentiel	Biénergie	1,25	500 \$
357	Résidentiel	Biénergie	2,20	500 \$
358	Résidentiel	Biénergie	1,77	500 \$
359	Résidentiel	Biénergie	1,35	500 \$
360	Résidentiel	Biénergie	2,26	500 \$
361	Résidentiel	Biénergie	3,03	500 \$
362	Résidentiel	Biénergie	1,63	500 \$
363	Résidentiel	Biénergie	6,12	500 \$
364	Résidentiel	Biénergie	10,24	900 \$
365	Institutionnel	GSR	51,47	10 294 \$
366	Résidentiel	Biénergie	3,47	500 \$
367	Résidentiel	Biénergie	6,28	500 \$
368	Résidentiel	Biénergie	1,50	500 \$
369	Résidentiel	Biénergie	2,73	500 \$
370	Résidentiel	Biénergie	1,12	500 \$
371	Résidentiel	Biénergie	1,71	500 \$
372	Résidentiel	Biénergie	1,34	500 \$
373	Résidentiel	Biénergie	2,86	500 \$
374	Résidentiel	Biénergie	0,97	500 \$
375	Résidentiel	Biénergie	3,36	500 \$
376	Résidentiel	Biénergie	3,50	500 \$
377	Résidentiel	Biénergie	3,66	500 \$
378	Résidentiel	Biénergie	1,48	500 \$

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
379	Résidentiel	Biénergie	4,39	500 \$
380	Résidentiel	Biénergie	3,08	500 \$
381	Résidentiel	Biénergie	2,94	500 \$
382	Résidentiel	Biénergie	2,98	500 \$
383	Résidentiel	Biénergie	3,14	500 \$
384	Résidentiel	Biénergie	0,92	500 \$
385	Résidentiel	Biénergie	2,55	500 \$
386	Résidentiel	Biénergie	1,64	500 \$
387	Résidentiel	Biénergie	2,05	500 \$
388	Résidentiel	Biénergie	5,39	500 \$
389	Résidentiel	Biénergie	5,11	500 \$
390	Résidentiel	Biénergie	0,70	500 \$
391	Résidentiel	Biénergie	2,43	500 \$
392	Résidentiel	Biénergie	4,04	500 \$
393	Résidentiel	Biénergie	2,95	500 \$
394	Résidentiel	Biénergie	2,83	500 \$
395	Résidentiel	Biénergie	2,15	500 \$
396	Résidentiel	Biénergie	1,69	500 \$
397	Résidentiel	Biénergie	1,84	500 \$
398	Résidentiel	Biénergie	3,45	500 \$
399	Résidentiel	Biénergie	4,64	500 \$
400	Résidentiel	Biénergie	2,82	500 \$
401	Résidentiel	Biénergie	3,41	500 \$
402	Résidentiel	Biénergie	1,13	500 \$
403	Résidentiel	Biénergie	2,83	500 \$
404	Résidentiel	Biénergie	2,71	500 \$
405	Résidentiel	Biénergie	3,04	500 \$
406	Résidentiel	Biénergie	0,37	500 \$
407	Résidentiel	Biénergie	1,74	500 \$
408	Résidentiel	Biénergie	2,07	500 \$
409	Résidentiel	Biénergie	2,51	500 \$
410	Résidentiel	Biénergie	1,35	500 \$
411	Résidentiel	Biénergie	2,58	500 \$
412	Résidentiel	Biénergie	3,55	500 \$
413	Résidentiel	Biénergie	1,10	500 \$
414	Résidentiel	Biénergie	1,97	500 \$
415	Résidentiel	Biénergie	1,80	500 \$
416	Résidentiel	Biénergie	2,19	500 \$
417	Résidentiel	Biénergie	2,58	500 \$
418	Résidentiel	Biénergie	2,26	500 \$
419	Résidentiel	Biénergie	1,76	500 \$
420	Résidentiel	Biénergie	0,39	500 \$

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
421	Résidentiel	Biénergie	0,98	500 \$
422	Résidentiel	Biénergie	3,11	500 \$
423	Résidentiel	Biénergie	4,16	500 \$
424	Résidentiel	Biénergie	1,73	500 \$
425	Résidentiel	Biénergie	1,90	500 \$
426	Résidentiel	Biénergie	1,54	500 \$
427	Résidentiel	Biénergie	5,32	500 \$
428	Résidentiel	Biénergie	1,36	500 \$
429	Résidentiel	Biénergie	0,89	500 \$
430	Résidentiel	Biénergie	3,59	500 \$
431	Résidentiel	Biénergie	3,76	500 \$
432	Résidentiel	Biénergie	2,09	500 \$
433	Résidentiel	Biénergie	3,38	500 \$
434	Résidentiel	Biénergie	3,34	500 \$
435	Résidentiel	Biénergie	2,42	500 \$
436	Résidentiel	Biénergie	2,29	500 \$
437	Résidentiel	Biénergie	1,96	500 \$
438	Résidentiel	Biénergie	0,87	500 \$
439	Résidentiel	Biénergie	2,53	500 \$
440	Résidentiel	Biénergie	3,03	500 \$
441	Résidentiel	Biénergie	1,13	500 \$
442	Résidentiel	Biénergie	3,32	500 \$
443	Résidentiel	Biénergie	2,15	500 \$
444	Résidentiel	Biénergie	1,75	500 \$
445	Résidentiel	Biénergie	4,97	500 \$
446	Résidentiel	Biénergie	1,47	500 \$
447	Résidentiel	Biénergie	0,98	500 \$
448	Résidentiel	Biénergie	2,56	500 \$
449	Résidentiel	Biénergie	1,99	500 \$
450	Résidentiel	Biénergie	1,82	500 \$
451	Résidentiel	Biénergie	2,13	500 \$
452	Résidentiel	Biénergie	2,04	500 \$
453	Résidentiel	Biénergie	3,02	500 \$
454	Résidentiel	Biénergie	2,14	500 \$
455	Résidentiel	Biénergie	1,79	500 \$
456	Résidentiel	Biénergie	3,82	500 \$
457	Résidentiel	Biénergie	5,67	500 \$
458	Résidentiel	Biénergie	2,09	500 \$
459	Résidentiel	Biénergie	1,38	500 \$
460	Résidentiel	Biénergie	2,53	500 \$
461	Résidentiel	Biénergie	2,09	500 \$
462	Résidentiel	Biénergie	2,00	500 \$

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
463	Résidentiel	Biénergie	2,49	500 \$
464	Résidentiel	Biénergie	1,28	500 \$
465	Résidentiel	Biénergie	4,99	500 \$
466	Résidentiel	Biénergie	0,71	500 \$
467	Résidentiel	Biénergie	1,37	500 \$
468	Résidentiel	Biénergie	3,04	500 \$
469	Résidentiel	Biénergie	6,20	500 \$
470	Résidentiel	Biénergie	4,49	900 \$
471	Résidentiel	Biénergie	2,48	500 \$
472	Résidentiel	Biénergie	1,29	500 \$
473	Résidentiel	Biénergie	1,85	500 \$
474	Résidentiel	Biénergie	0,73	500 \$
475	Résidentiel	Biénergie	3,95	500 \$
476	Résidentiel	Biénergie	0,91	500 \$
477	Résidentiel	Biénergie	1,99	500 \$
478	Résidentiel	Biénergie	2,13	500 \$
479	Résidentiel	Biénergie	2,92	500 \$
480	Résidentiel	Biénergie	1,93	500 \$
481	Résidentiel	Biénergie	2,60	500 \$
482	Résidentiel	Biénergie	2,71	500 \$
483	Résidentiel	Biénergie	3,98	500 \$
484	Résidentiel	Biénergie	2,29	500 \$
485	Résidentiel	Biénergie	2,52	500 \$
486	Résidentiel	Biénergie	0,67	500 \$
487	Résidentiel	Biénergie	1,47	500 \$
488	Résidentiel	Biénergie	1,58	500 \$
489	Résidentiel	Biénergie	1,86	500 \$
490	Résidentiel	Biénergie	2,24	500 \$
491	Résidentiel	Biénergie	1,68	500 \$
492	Résidentiel	Biénergie	1,65	500 \$
493	Résidentiel	Biénergie	1,86	500 \$
494	Résidentiel	Biénergie	3,23	500 \$
495	Résidentiel	Biénergie	1,79	500 \$
496	Résidentiel	Biénergie	1,02	500 \$
497	Résidentiel	Biénergie	1,72	500 \$
498	Résidentiel	Biénergie	2,47	500 \$
499	Résidentiel	Biénergie	0,92	500 \$
500	Résidentiel	Biénergie	1,51	500 \$
501	Résidentiel	Biénergie	4,27	500 \$
502	Résidentiel	Biénergie	1,54	500 \$
503	Résidentiel	Biénergie	1,90	500 \$
504	Résidentiel	Biénergie	2,82	500 \$

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
505	Résidentiel	Biénergie	4,21	500 \$
506	Résidentiel	Biénergie	3,12	500 \$
507	Résidentiel	Biénergie	3,17	500 \$
508	Résidentiel	Biénergie	2,04	500 \$
509	Résidentiel	Biénergie	1,75	500 \$
510	Résidentiel	Biénergie	0,90	500 \$
511	Résidentiel	Biénergie	2,15	500 \$
512	Résidentiel	Biénergie	2,53	500 \$
513	Résidentiel	Biénergie	2,48	500 \$
514	Résidentiel	Biénergie	2,91	500 \$
515	Résidentiel	Biénergie	2,43	500 \$
516	Résidentiel	Biénergie	2,40	500 \$
517	Résidentiel	Biénergie	2,34	500 \$
518	Résidentiel	Biénergie	2,40	500 \$
519	Résidentiel	Biénergie	5,03	500 \$
520	Résidentiel	Biénergie	2,24	500 \$
521	Résidentiel	Biénergie	2,31	500 \$
522	Résidentiel	Biénergie	2,00	500 \$
523	Résidentiel	Biénergie	2,09	500 \$
524	Résidentiel	Biénergie	2,73	500 \$
525	Résidentiel	Biénergie	0,85	500 \$
526	Résidentiel	Biénergie	0,84	500 \$
527	Résidentiel	Biénergie	6,34	500 \$
528	Résidentiel	Biénergie	3,34	500 \$
529	Résidentiel	Biénergie	4,90	500 \$
530	Résidentiel	Biénergie	1,91	500 \$
531	Résidentiel	Biénergie	3,36	500 \$
532	Résidentiel	Biénergie	1,26	500 \$
533	Résidentiel	Biénergie	0,29	500 \$
534	Résidentiel	Biénergie	3,70	500 \$
535	Résidentiel	Biénergie	2,54	500 \$
536	Résidentiel	Biénergie	1,21	500 \$
537	Résidentiel	Biénergie	2,48	500 \$
538	Résidentiel	Biénergie	2,24	500 \$
539	Résidentiel	Biénergie	2,97	500 \$
540	Résidentiel	Biénergie	3,04	500 \$
541	Résidentiel	Biénergie	1,38	500 \$
542	Résidentiel	Biénergie	1,00	500 \$
543	Résidentiel	Biénergie	0,72	500 \$
544	Résidentiel	Biénergie	0,63	500 \$
545	Résidentiel	Biénergie	2,21	500 \$
546	Résidentiel	Biénergie	0,94	500 \$

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
547	Résidentiel	Biénergie	1,26	500 \$
548	Résidentiel	Biénergie	1,62	500 \$
549	Résidentiel	Biénergie	2,04	500 \$
550	Résidentiel	Biénergie	1,30	500 \$
551	Résidentiel	Biénergie	2,70	500 \$
552	Résidentiel	Biénergie	3,03	500 \$
553	Résidentiel	Biénergie	6,35	500 \$
554	Résidentiel	Biénergie	0,97	500 \$
555	Résidentiel	Biénergie	0,74	500 \$
556	Résidentiel	Biénergie	3,04	500 \$
557	Résidentiel	Biénergie	1,99	500 \$
558	Résidentiel	Biénergie	2,56	500 \$
559	Résidentiel	Biénergie	2,76	500 \$
560	Résidentiel	Biénergie	1,89	500 \$
561	Résidentiel	Biénergie	2,87	500 \$
562	Résidentiel	Biénergie	1,92	500 \$
563	Résidentiel	Biénergie	1,28	500 \$
564	Résidentiel	Biénergie	0,31	500 \$
565	Résidentiel	Biénergie	2,49	500 \$
566	Résidentiel	Biénergie	2,34	500 \$
567	Résidentiel	Biénergie	1,79	500 \$
568	Résidentiel	Biénergie	4,63	500 \$
569	Résidentiel	Biénergie	1,44	500 \$
570	Résidentiel	Biénergie	4,42	500 \$
571	Résidentiel	Biénergie	4,70	500 \$
572	Résidentiel	Biénergie	2,49	500 \$
573	Résidentiel	Biénergie	1,63	500 \$
574	Résidentiel	Biénergie	2,09	500 \$
575	Résidentiel	Biénergie	3,63	500 \$
576	Résidentiel	Biénergie	5,28	500 \$
577	Résidentiel	Biénergie	2,06	500 \$
578	Résidentiel	Biénergie	1,12	500 \$
579	Résidentiel	Biénergie	2,13	500 \$
580	Résidentiel	Biénergie	3,84	500 \$
581	Résidentiel	Biénergie	3,49	500 \$
582	Résidentiel	Biénergie	3,34	500 \$
583	Résidentiel	Biénergie	1,32	500 \$
584	Résidentiel	Biénergie	1,59	500 \$
585	Résidentiel	Biénergie	2,54	500 \$
586	Résidentiel	Biénergie	1,50	500 \$
587	Résidentiel	Biénergie	1,24	500 \$
588	Résidentiel	Biénergie	1,53	500 \$

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
589	Résidentiel	Biénergie	1,84	500 \$
590	Résidentiel	Biénergie	1,90	500 \$
591	Résidentiel	Biénergie	3,23	500 \$
592	Résidentiel	Biénergie	0,37	500 \$
593	Résidentiel	Biénergie	1,23	500 \$
594	Résidentiel	Biénergie	1,98	500 \$
595	Résidentiel	Biénergie	2,63	500 \$
596	Résidentiel	Biénergie	2,38	500 \$
597	Résidentiel	Biénergie	1,59	500 \$
598	Résidentiel	Biénergie	1,81	500 \$
599	Résidentiel	Biénergie	3,04	500 \$
600	Résidentiel	Biénergie	2,04	500 \$
601	Résidentiel	Biénergie	0,55	500 \$
602	Résidentiel	Biénergie	1,20	500 \$
603	Résidentiel	Biénergie	1,31	500 \$
604	Résidentiel	Biénergie	2,16	500 \$
605	Résidentiel	Biénergie	3,12	500 \$
606	Résidentiel	Biénergie	2,82	500 \$
607	Résidentiel	Biénergie	1,93	500 \$
608	Résidentiel	Biénergie	1,31	500 \$
609	Résidentiel	Biénergie	1,18	500 \$
610	Résidentiel	Biénergie	1,48	500 \$
611	Résidentiel	Biénergie	0,60	500 \$
612	Résidentiel	Biénergie	3,24	500 \$
613	Résidentiel	Biénergie	2,44	500 \$
614	Résidentiel	Biénergie	2,87	500 \$
615	Résidentiel	Biénergie	3,36	500 \$
616	Résidentiel	Biénergie	1,83	500 \$
617	Résidentiel	Biénergie	1,90	500 \$
618	Résidentiel	Biénergie	3,19	500 \$
619	Résidentiel	Biénergie	2,31	500 \$
620	Résidentiel	Biénergie	0,85	500 \$
621	Résidentiel	Biénergie	2,40	500 \$
622	Résidentiel	Biénergie	5,37	500 \$
623	Résidentiel	Biénergie	3,50	500 \$
624	Résidentiel	Biénergie	1,79	500 \$
625	Résidentiel	Biénergie	2,97	500 \$
626	Résidentiel	Biénergie	1,91	500 \$
627	Résidentiel	Biénergie	2,27	500 \$
628	Résidentiel	Biénergie	2,52	500 \$
629	Résidentiel	Biénergie	2,42	500 \$
630	Résidentiel	Biénergie	1,88	500 \$

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
631	Résidentiel	Biénergie	1,75	500 \$
632	Résidentiel	Biénergie	1,98	500 \$
633	Résidentiel	Biénergie	2,08	500 \$
634	Résidentiel	Biénergie	3,70	500 \$
635	Résidentiel	Biénergie	3,58	500 \$
636	Résidentiel	Biénergie	5,40	500 \$
637	Résidentiel	Biénergie	3,69	500 \$
638	Résidentiel	Biénergie	2,57	500 \$
639	Résidentiel	Biénergie	1,30	500 \$
640	Résidentiel	Biénergie	1,53	500 \$
641	Résidentiel	Biénergie	1,65	500 \$
642	Résidentiel	Biénergie	2,72	500 \$
643	Résidentiel	Biénergie	1,52	500 \$
644	Résidentiel	Biénergie	0,96	500 \$
645	Résidentiel	Biénergie	3,57	500 \$
646	Résidentiel	Biénergie	2,58	500 \$
647	Résidentiel	Biénergie	1,90	500 \$
648	Résidentiel	Biénergie	1,62	500 \$
649	Résidentiel	Biénergie	2,83	300 \$
650	Résidentiel	Biénergie	2,83	200 \$
651	Résidentiel	Biénergie	3,69	500 \$
652	Résidentiel	Biénergie	1,65	500 \$
653	Résidentiel	Biénergie	2,64	500 \$
654	Résidentiel	Biénergie	4,39	500 \$
655	Résidentiel	Biénergie	1,25	500 \$
656	Résidentiel	Biénergie	4,26	500 \$
657	Résidentiel	Biénergie	1,17	500 \$
658	Résidentiel	Biénergie	2,15	500 \$
659	Résidentiel	Biénergie	2,08	500 \$
660	Résidentiel	Biénergie	0,61	500 \$
661	Résidentiel	Biénergie	2,94	500 \$
662	Résidentiel	Biénergie	3,20	500 \$
663	Résidentiel	Biénergie	3,45	500 \$
664	Résidentiel	Biénergie	2,52	500 \$
665	Résidentiel	Biénergie	1,34	500 \$
666	Résidentiel	Biénergie	3,60	500 \$
667	Résidentiel	Biénergie	3,84	500 \$
668	Résidentiel	Biénergie	1,06	500 \$
669	Résidentiel	Biénergie	2,79	500 \$
670	Résidentiel	Biénergie	2,16	500 \$
671	Résidentiel	Biénergie	2,95	500 \$
672	Résidentiel	Biénergie	1,95	500 \$

Client	Type de client <i>(résidentiel, industriel ou commercial)</i>	Type de GES évités <i>(GSR ou biénergie)</i>	Quantité de GES évités <i>(tonnes de GES)</i>	Subvention versée <i>(\$)</i>
673	Résidentiel	Biénergie	3,22	500 \$
674	Résidentiel	Biénergie	1,98	500 \$
675	Résidentiel	Biénergie	3,19	500 \$
676	Résidentiel	Biénergie	3,18	500 \$
677	Résidentiel	Biénergie	2,80	500 \$
678	Résidentiel	Biénergie	2,67	500 \$
679	Résidentiel	Biénergie	3,25	500 \$
680	Résidentiel	Biénergie	2,78	500 \$
681	Résidentiel	Biénergie	3,04	500 \$
682	Résidentiel	Biénergie	1,23	500 \$
683	Résidentiel	Biénergie	3,63	500 \$
684	Résidentiel	Biénergie	5,81	500 \$
685	Résidentiel	Biénergie	4,03	500 \$
686	Résidentiel	Biénergie	4,79	500 \$
687	Résidentiel	Biénergie	5,59	500 \$
688	Résidentiel	Biénergie	4,88	500 \$
689	Résidentiel	Biénergie	3,86	500 \$
690	Résidentiel	Biénergie	3,24	500 \$
691	Résidentiel	Biénergie	1,37	500 \$
692	Résidentiel	Biénergie	2,15	500 \$
693	Résidentiel	Biénergie	3,23	500 \$
694	Résidentiel	Biénergie	1,31	500 \$
695	Résidentiel	Biénergie	2,12	500 \$
696	Résidentiel	Biénergie	1,68	500 \$
697	Résidentiel	Biénergie	4,01	500 \$
698	Résidentiel	Biénergie	2,19	500 \$
699	Résidentiel	Biénergie	1,90	500 \$
700	Résidentiel	Biénergie	1,80	500 \$
701	Résidentiel	Biénergie	1,35	500 \$
702	Résidentiel	Biénergie	1,58	500 \$
703	Résidentiel	Biénergie	3,66	500 \$
704	Résidentiel	Biénergie	0,95	500 \$
705	Résidentiel	Biénergie	4,07	500 \$
706	Résidentiel	Biénergie	4,04	500 \$
707	Résidentiel	Biénergie	2,38	500 \$
708	Résidentiel	Biénergie	4,13	500 \$
709	Résidentiel	Biénergie	1,91	500 \$

	GNT 20 ans	GSR 40 ans
Volumes signés (m ³)	5 209	5 209
Fourniture GNT	511 \$	- \$
Fourniture GNR	- \$	4 470 \$
SPEDE	427 \$	- \$
Socialisation	7 \$	- \$
Transport	148 \$	148 \$
Équilibrage	267 \$	267 \$
Distribution	1 941 \$	1 941 \$
Facture totale annuelle	3 301 \$	6 825 \$
Contribution exigée (au moment du raccordement)	1 962 \$	- \$
IP	1,00	1,18

Grilles tarifaires (sur la base des Conditions de service et tarif en vigueur au 1^{er} décembre 2024)

Mois	Grille tarifaire volumétrique (€/m³)								Distribution (fixe) (\$/jour)
	Fourniture GNT	SPEDE	Fourniture GNR	Socialisation	Transport	Équilibrage	Distribution, palier 1	Distribution, palier 2	
octobre	9,814	8,199	85,818	0,133	2,833	5,122	34,015	23,231	0,679
novembre	9,814	8,199	85,818	0,133	2,833	5,122	34,015	23,231	0,679
décembre	9,814	8,199	85,818	0,133	2,833	5,122	34,015	23,231	0,679
janvier	9,814	8,199	85,818	0,133	2,833	5,122	34,015	23,231	0,679
février	9,814	8,199	85,818	0,133	2,833	5,122	34,015	23,231	0,679
mars	9,814	8,199	85,818	0,133	2,833	5,122	34,015	23,231	0,679
avril	9,814	8,199	85,818	0,133	2,833	5,122	34,015	23,231	0,679
mai	9,814	8,199	85,818	0,133	2,833	5,122	34,015	23,231	0,679
juin	9,814	8,199	85,818	0,133	2,833	5,122	34,015	23,231	0,679
juillet	9,814	8,199	85,818	0,133	2,833	5,122	34,015	23,231	0,679
août	9,814	8,199	85,818	0,133	2,833	5,122	34,015	23,231	0,679
septembre	9,814	8,199	85,818	0,133	2,833	5,122	34,015	23,231	0,679

Cas GNT

Mois	Volume consommé (m³)								Nombre de jours	Facture							
	Fourniture GNT	SPEDE	Fourniture GNR	Socialisation	Transport	Équilibrage	Distribution, palier 1	Distribution, palier 2		Fourniture GNT	SPEDE	Fourniture GNR	Socialisation	Transport	Équilibrage	Distribution	Total
octobre	182	182	0	182	182	182	182	0	31	18	15	0	0	5	9	83	131
novembre	502	502	0	502	502	502	502	0	30	49	41	0	1	14	26	191	322
décembre	953	953	0	953	953	953	930	23	31	94	78	0	1	27	49	343	591
janvier	1 330	1 330	0	1 330	1 330	1 330	930	400	31	131	109	0	2	38	68	430	778
février	1 146	1 146	0	1 146	1 146	1 146	840	306	28	112	94	0	2	32	59	376	675
mars	610	610	0	610	610	610	610	0	31	60	50	0	1	17	31	229	388
avril	216	216	0	216	216	216	216	0	30	21	18	0	0	6	11	94	150
mai	54	54	0	54	54	54	54	0	31	5	4	0	0	2	3	39	53
juin	53	53	0	53	53	53	53	0	30	5	4	0	0	2	3	38	52
juillet	54	54	0	54	54	54	54	0	31	5	4	0	0	2	3	39	54
août	54	54	0	54	54	54	54	0	31	5	4	0	0	2	3	39	54
septembre	54	54	0	54	54	54	54	0	30	5	4	0	0	2	3	39	53
	5 209	5 209	0	5 209	5 209	5 209	4 480	729	365	511	427	0	7	148	267	1 941	3 301

Cas GNR

Mois	Volume consommé (m³)								Nombre de jours	Facture							
	Fourniture GNT	SPEDE	Fourniture GNR	Socialisation	Transport	Équilibrage	Distribution, palier 1	Distribution, palier 2		Fourniture GNT	SPEDE	Fourniture GNR	Socialisation	Transport	Équilibrage	Distribution	Total
octobre	0	0	182	0	182	182	182	0	31	0	0	156	0	5	9	83	254
novembre	0	0	502	0	502	502	502	0	30	0	0	431	0	14	26	191	662
décembre	0	0	953	0	953	953	930	23	31	0	0	818	0	27	49	343	1 236
janvier	0	0	1 330	0	1 330	1 330	930	400	31	0	0	1 142	0	38	68	430	1 678
février	0	0	1 146	0	1 146	1 146	840	306	28	0	0	983	0	32	59	376	1 450
mars	0	0	610	0	610	610	610	0	31	0	0	523	0	17	31	229	801
avril	0	0	216	0	216	216	216	0	30	0	0	186	0	6	11	94	297
mai	0	0	54	0	54	54	54	0	31	0	0	46	0	2	3	39	90
juin	0	0	53	0	53	53	53	0	30	0	0	45	0	2	3	38	88
juillet	0	0	54	0	54	54	54	0	31	0	0	46	0	2	3	39	90
août	0	0	54	0	54	54	54	0	31	0	0	46	0	2	3	39	90
septembre	0	0	54	0	54	54	54	0	30	0	0	46	0	2	3	39	89
	0	0	5 209	0	5 209	5 209	4 480	729	365	0	0	4 470	0	148	267	1 941	6 825

RR-Version25

Paramètres 2024-2025

	RR 2025	RR 2024
Taux d'effritement	85,0%	85,0%
Amortissement comptable - Conduites	41,84626 ans	39,2 ans
Amortissement comptable - Branchements	23,95037 ans	23,9 ans
Amortissement comptable - Poste de Livraison - Civil	50,6 ans	50,6 ans
Amortissement comptable - Poste de Livraison - Équipement	36,3 ans	36,3 ans
Amortissement comptable - Servitude	70,8 ans	70,8 ans
Amortissement comptable - Compteurs 5 ans	5,0 ans	5,0 ans
Amortissement comptable - Compteurs 7 ans	7,0 ans	7,0 ans
Amortissement comptable - Compteurs 12 ans	12,0 ans	12,0 ans
Amortissement comptable - Compteurs 15 ans	15,0 ans	15,0 ans
Amortissement comptable - Compteurs 20 ans	20,0 ans	20,0 ans
Amortissement fiscal - Conduites	6,0%	6,0%
Amortissement fiscal - Branchements	6,0%	6,0%
Amortissement fiscal - Compteurs	20,0%	20,0%
Amortissement fiscal - Poste de Livraison - Civil	6,0%	6,0%
Amortissement fiscal - Poste de Livraison - Équipement	6,0%	6,0%
Amortissement fiscal - Servitude	5,0%	5,0%
Amortissement comptable et fiscal - PRC 5 ans	5,0 ans	5,0 ans
Amortissement comptable et fiscal - PRC 10 ans	10,0 ans	10,0 ans
Taux fiscal année 1 en vigueur (50 %, 100 % ou 150 %)	100%	100%
Frais UMQ - Montréal (voir onglet UMQ)	3,5%	3,5%
Frais UMQ - Québec (voir onglet UMQ)	3,5%	3,5%
Frais UMQ - Autre lorsqu'applicable (voir onglet UMQ)	2,5%	2,5%
Frais généraux corporatifs sur projets Dév. > 4 M\$ - Taux de base sur premier 1,5 M\$	14,45%	14,45%
Frais généraux corporatifs sur projets Dév. > 4 M\$ - Taux sur coût excédant 1,5 M\$	2,00%	2,00%
Taxe sur les services publics (sur excédent de 750 M\$)	1,50%	1,50%
Taux de redevance à la Régie de l'énergie (\$/10 ³ m ³)	1,8484	1,2581
Taux de redevance à la Régie du bâtiment (\$/10 ³ m ³)	0,5430	0,5240
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 1	26,50%	26,50%
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 2	26,50%	26,50%
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 3	26,50%	26,50%
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 4 et +	26,50%	26,50%
Coût de la dette	4,190%	4,330%
Coût de l'équité (ord. + priv.)	8,47%	8,46%
Proportion de dette	54,0%	54,0%
Proportion d'équité (ord. + priv.)	46,0%	46,0%
Coût en capital prospectif pondéré	6,16%	6,23%
Coût en capital prospectif après impôt	5,56%	5,61%

Grille des coûts marginaux statutaires 2023-2024

		Année 1	Années 2 et +	Entretien conduites
Extension	Résidentiel	151,19 \$	74,95 \$	0,72 \$/m
Branchement	Résidentiel	151,19 \$	74,95 \$	0,00 \$/m
Ajout de charge	Résidentiel	70,71 \$	- \$	0,00 \$/m
Extension	Amélioration réseau	- \$	- \$	0,72 \$/m
Extension	CII	242,31 \$	143,84 \$	0,72 \$/m
Branchement	CII	242,31 \$	143,84 \$	0,00 \$/m
Ajout de charge	CII	95,93 \$	- \$	0,00 \$/m
Extension	VGE	2 217,69 \$	2 130,94 \$	0,72 \$/m
Branchement	VGE	2 217,69 \$	2 130,94 \$	0,00 \$/m
Ajout de charge	VGE	78,02 \$	2,81 \$	0,00 \$/m

Note : conforme à la décision D-2022-098.

Commercial 5 k m³ 100 % GNT 20 ans -

(En dollars)



CALCULS DÉTAILLÉS

Période d'analyse :

40 ans

A-	Résultats pour chaque période d'analyse	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
----	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----

Attention lors de l'interprétation des résultats ci-dessous. Pour un projet de conduite dont l'amortissement se fait sur plus de 40 ans, il n'est pas approprié d'utiliser un TRI ou un IP sur une plus courte période, puisque la récupération de la valeur comptable non amortie (valeur résiduelle) biaise le résultat. La période d'analyse choisie devrait à tout le moins être cohérente avec la durée de l'amortissement des actifs acquis lors du projet.

	TRI	IP	PMT	PR	Contribution tarifaire annuelle	Contribution tarifaire actualisée cum.	VAN
1 ans			13,6 ans	19,5 ans	344	324	
2 ans					174	479	
3 ans					137	594	
4 ans					98	671	
5 ans	6,49%	1,04			57	713	625
10 ans	5,73%	1,01			-173	488	183
15 ans	5,88%	1,03			-429	-248	414
20 ans	6,25%	1,06			-678	-1 220	1 016
25 ans	5,60%	1,00			-33	-214	49
30 ans	5,56%	1,00			-6	-223	0
35 ans	5,56%	1,00			-42	-257	0
40 ans	5,56%	1,00			-31	-275	0

B-	Coût de service	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Coûts d'opération	0	242	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
	Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Taxe sur les services publics		230	216	206	196	186	177	167	157	147	137	127	117	108	98
	Redevances volumétriques		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
	Amortissement des immobilisations		707	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694	694
	Impôts		95	112	128	142	153	163	171	177	182	186	189	191	193	193
	Rendement		1 000	938	896	853	810	767	725	682	639	596	554	511	468	425
	Total - Coût de service	0	2 285	2 115	2 078	2 039	1 998	1 955	1 910	1 864	1 817	1 768	1 719	1 668	1 617	1 565

C-	Base de tarification	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Diminution de l'équité réglementaire		163	460	319	319	319	319	319	319	319	319	319	319	319	319
	Remboursement de la dette réglementaire		191	540	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375
	Équité	7 630	7 467	7 007	6 688	6 368	6 049	5 730	5 410	5 091	4 772	4 453	4 133	3 814	3 495	3 175
	Dette	8 957	8 766	8 226	7 851	7 476	7 101	6 726	6 351	5 977	5 602	5 227	4 852	4 477	4 103	3 728
	Total - Base de tarification moyenne	16 586	16 233	15 233	14 538	13 844	13 150	12 456	11 762	11 068	10 374	9 680	8 986	8 291	7 597	6 903

D-	Amortissement comptable et fiscal	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
----	-----------------------------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----

Additions après répartition UMQ, des FGC et des contributions/subventions

Répartition UMQ - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition UMQ - Branchement	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Branchement	96,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 5 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 7 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 12 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 15 ans	3,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 20 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Poste de Livraison - civil		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Poste de Livraison - équipement		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Servitude		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Actif non amortissable (terrain)		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Contributions/subventions - Conduite		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Contributions/subventions - Branchement		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Compteurs - Réinvestissement	Renouv.															
Investissement en compteurs - 5 ans	5,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 7 ans	7,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 12 ans	12,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 15 ans	15,0 ans	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 20 ans	20,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPEX - Compteurs		566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Compteurs - Réinvestissement + FGC afférents																
Investissement en compteurs - 5 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 7 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 12 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 15 ans		566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 20 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPEX - Compteurs (incluant frais généraux corporatifs)		566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs relatifs aux coûts de compteur(s)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Additions																
Frais de conduite - Totaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Totaux	15 720	16 020	-300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 15 ans	1 133	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - civil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - équipement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servitude	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	16 586	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASEP PRC - 10 ans	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16 853		16 586	-300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable																
Amort. - Frais de conduite - Totaux	41,8 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Frais de branchement - Totaux	24,0 ans		-669	-656	-656	-656	-656	-656	-656	-656	-656	-656	-656	-656	-656	-656
Amort. - Coûts de compteur(s) - 5 ans	5,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 7 ans	7,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 12 ans	12,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 15 ans	15,0 ans		-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38
Amort. - Coûts de compteur(s) - 20 ans	20,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Poste de Livraison - civil	50,6 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Poste de Livraison - équipement	36,3 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Servitude	70,8 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - PRC 5ans	5,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - PRC 10 ans (incluant CASEP PRC - 10 ans)	10,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			-707	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694

Immobilisations nettes comptables	16 586	15 580	14 885	14 191	13 497	12 803	12 109	11 415	10 721	10 027	9 333	8 638	7 944	7 250	6 556
Immobilisations nettes finales pour calcul de la TSP	15 351	14 395	13 738	13 082	12 425	11 769	11 113	10 456	9 800	9 144	8 487	7 831	7 175	6 518	
FNACC - Frais de conduite - Totaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Frais de branchement - Totaux	16 020	15 059	13 873	13 041	12 258	11 523	10 831	10 181	9 571	8 996	8 457	7 949	7 472	7 024	6 602
FNACC - Coûts de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Coûts de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Coûts de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Coûts de compteur(s) - 15 ans	566	453	363	290	232	186	148	119	95	76	61	49	39	31	25
FNACC - Coûts de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Poste de Livraison - civil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Poste de Livraison - équipement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Servitude	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	16 586	15 512	14 236	13 331	12 490	11 708	10 980	10 300	9 666	9 072	8 517	7 998	7 511	7 055	6 627
Amortissement fiscal															
	Taux année 1	Taux	Note : Taux de 150 % tombe à 100 % à partir de 2024.				Note : Retour à la règle du demi-taux à partir de 2028.								
Amort. fiscal - Frais de conduite - Totaux	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Frais de branchement - Totaux	100,0%	6,0%	-961	-886	-832	-782	-735	-691	-650	-611	-574	-540	-507	-477	-421
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 5 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 7 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 12 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 15 ans	100,0%	20,0%	-113	-91	-73	-58	-46	-37	-30	-24	-19	-15	-12	-10	-6
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 20 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Poste de Livraison - civil	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Poste de Livraison - équipement	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Servitude	100,0%	5,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - PRC - 5 ans (plus utilisé)		5,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - PRC - 10 ans		10,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			-1 074	-976	-905	-840	-782	-728	-680	-635	-593	-555	-520	-487	-428
Valeur actuelle des économies d'impôts futures															
Frais de conduite - Totaux			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Totaux			2 071	1 908	1 794	1 686	1 585	1 490	1 400	1 316	1 237	1 163	1 093	1 028	966
Coûts de compteur(s) - 5 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 7 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 12 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 15 ans			94	75	60	48	38	31	25	20	16	13	10	8	5
Coûts de compteur(s) - 20 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - civil			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - équipement			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servitude			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			2 165	1 983	1 854	1 734	1 623	1 521	1 425	1 336	1 253	1 176	1 103	1 036	973
E- Impôts	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Bénéfice net théorique comptable			633	594	567	540	513	485	458	431	404	377	350	323	296
Dépréciation comptable			-707	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694
Dépréciation fiscale			-1 074	-976	-905	-840	-782	-728	-680	-635	-593	-555	-520	-487	-428
Taux d'impôt			26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%
1 - taux d'impôt	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%
Impôts (gross up)		95	112	128	142	153	163	171	177	182	186	189	191	193	193
Impôts sans dette	0	102	158	179	199	217	234	249	264	277	290	302	313	324	334
F- TRI, IP et PMT	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Investissement et coûts non capitalisables	-16 586,195	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenu		1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941
OPEX, taxes foncières et redevances	0,000	-483	-370	-361	-351	-341	-331	-321	-311	-301	-292	-282	-272	-262	-252
Impôt sans dette	0,000	-102	-158	-179	-199	-217	-234	-249	-264	-277	-290	-302	-313	-324	-334
Valeur term. de l'économie d'impôt perpétuelle						1 623					1 176				
Valeur résiduelle (solde comptable)						12 803					9 333				

Flux monétaires du projet et TRI

	VAN		TRI																
5 ans	625	6,49%	-16 586	1 656	1 413	1 401	1 392	15 810											
10 ans	183	5,73%	-16 586	1 656	1 413	1 401	1 392	1 383	1 376	1 371	1 366	1 362	11 868						
15 ans	414	5,88%	-16 586	1 656	1 413	1 401	1 392	1 383	1 376	1 371	1 366	1 362	1 359	1 357	1 356	1 355			
20 ans	1 016	6,25%	-16 586	1 656	1 413	1 401	1 392	1 383	1 376	1 371	1 366	1 362	1 359	1 357	1 356	1 355			
25 ans	49	5,60%	-16 586	1 656	1 413	1 401	1 392	1 383	1 376	1 371	1 366	1 362	1 359	1 357	1 356	1 355			
30 ans	0	5,56%	-16 586	1 656	1 413	1 401	1 392	1 383	1 376	1 371	1 366	1 362	1 359	1 357	1 356	1 355			
35 ans	0	5,56%	-16 586	1 656	1 413	1 401	1 392	1 383	1 376	1 371	1 366	1 362	1 359	1 357	1 356	1 355			
40 ans	0	5,56%	-16 586	1 656	1 413	1 401	1 392	1 383	1 376	1 371	1 366	1 362	1 359	1 357	1 356	1 355			

Indice de profitabilité (IP)

Taux d'act.		5,56%																
IP 5 ans	1,04	A - Flux d'invest.	(16 302) \$	-16 586	300	0	0	0	0									
		B - Flux d'op.	16 927 \$		1 356	1 413	1 401	1 392	15 810									
IP 10 ans	1,01	A - Flux d'invest.	(16 302) \$	-16 586	300	0	0	0	0	0	0	0	0					
		B - Flux d'op.	16 485 \$		1 356	1 413	1 401	1 392	1 383	1 376	1 371	1 366	1 362	11 868				
IP 15 ans	1,03	A - Flux d'invest.	(16 553) \$	-16 586	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		B - Flux d'op.	16 968 \$		1 356	1 413	1 401	1 392	1 383	1 376	1 371	1 366	1 362	1 359	1 357	1 356	1 355	
IP 20 ans	1,06	A - Flux d'invest.	(16 553) \$	-16 586	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		B - Flux d'op.	17 569 \$		1 356	1 413	1 401	1 392	1 383	1 376	1 371	1 366	1 362	1 359	1 357	1 356	1 355	
IP 25 ans	1,00	A - Flux d'invest.	(16 553) \$	-16 586	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		B - Flux d'op.	16 603 \$		1 356	1 413	1 401	1 392	1 383	1 376	1 371	1 366	1 362	1 359	1 357	1 356	1 355	
IP 30 ans	1,00	A - Flux d'invest.	(16 553) \$	-16 586	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		B - Flux d'op.	16 554 \$		1 356	1 413	1 401	1 392	1 383	1 376	1 371	1 366	1 362	1 359	1 357	1 356	1 355	
IP 35 ans	1,00	A - Flux d'invest.	(16 553) \$	-16 586	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		B - Flux d'op.	16 554 \$		1 356	1 413	1 401	1 392	1 383	1 376	1 371	1 366	1 362	1 359	1 357	1 356	1 355	
IP 40 ans	1,00	A - Flux d'invest.	(16 553) \$	-16 586	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		B - Flux d'op.	16 554 \$		1 356	1 413	1 401	1 392	1 383	1 376	1 371	1 366	1 362	1 359	1 357	1 356	1 355	

Point mort tarifaire (PMT)

[illegible]

Point de rentabilisation (PR)

		5 ans								10 ans						
Coût de service (\$ courants)	0	2 285	2 115	2 078	2 039	1 998	1 955	1 910	1 864	1 817	1 768	1 719	1 668	1 617	1 565	
Revenus (\$ courants)	0	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	
Contribution tarifaire (\$ courants)	0	344	174	137	98	57	14	-31	-77	-124	-173	-222	-273	-324	-376	
Coût d'opération (\$ courants)	0	242	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	
Coût de service actualisé (excluant les coûts d'opération)	0	1 924	1 749	1 617	1 492	1 375	1 265	1 162	1 066	977	893	816	744	677	615	
Revenus actualisés	0	1 828	1 722	1 622	1 528	1 440	1 356	1 277	1 203	1 133	1 068	1 006	947	892	841	
Contribution tarifaire actualisée	0	96	27	-5	-36	-64	-91	-115	-137	-157	-174	-190	-203	-215	-225	
Contribution tarifaire cumulée actualisée	0	324	479	594	671	713	723	703	655	583	488	372	239	90	-73	
Coût de service résiduel (excluant les coûts d'opération)	19 980	18 056	16 307	14 690	13 197	11 822	10 557	9 394	8 328	7 351	6 458	5 642	4 898	4 221	3 605	
Manque à gagner (trop perçu) cumulé	19 980	18 380	16 785	15 283	13 868	12 536	11 280	10 097	8 983	7 934	6 945	6 014	5 137	4 311	3 533	
	Indicateur de PR	19,5 ans														

Commercial 5 k m³ 100 % GNT 20 ans -

(En dollars)

CALCULS DÉTAILLÉS

Période d'analyse :40 ans

A- Résultats pour chaque période d'analyse151617181920212223242526272829

Attention lors de l'interprétation des résultats ci-dessous. Pour un projet de conduite dont l'amortissement se fait sur pl valeur comptable non amortie (valeur résiduelle) biaise le résultat. La période d'analyse choisie devrait à tout le moins é

	TRI	IP	PMT	PR
1 ans			13,6 ans	19,5 ans
2 ans				
3 ans				
4 ans				
5 ans	6,49%	1,04		
10 ans	5,73%	1,01		
15 ans	5,88%	1,03		
20 ans	6,25%	1,06		
25 ans	5,60%	1,00		
30 ans	5,56%	1,00		
35 ans	5,56%	1,00		
40 ans	5,56%	1,00		

B- Coût de service	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Coûts d'opération	144	144	144	144	144	144	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	88	78	68	58	49	39	29	19	9	0	0	0	0	0	0
Redevances volumétriques	11	11	11	11	11	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortissement des immobilisations	694	694	694	694	694	694	694	694	694	661	26	38	38	38	38
Impôts	193	180	162	167	171	172	173	172	170	156	-71	-61	-57	-52	-48
Rendement	382	375	332	289	246	204	161	118	75	34	12	10	8	6	3
Total - Coût de service	1 512	1 481	1 410	1 363	1 314	1 263	1 057	1 003	949	850	-33	-13	-11	-9	-7

C- Base de tarification	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Diminution de l'équité réglementaire	319	59	319	319	319	319	319	319	319	312	158	15	17	17	17
Remboursement de la dette réglementaire	375	69	375	375	375	375	375	375	375	366	185	17	20	20	20
Équité	2 856	2 797	2 478	2 159	1 840	1 520	1 201	882	562	251	93	78	61	43	26
Dette	3 353	3 284	2 909	2 534	2 160	1 785	1 410	1 035	660	294	109	92	71	51	31
Total - Base de tarification moyenne	6 209	6 081	5 387	4 693	3 999	3 305	2 611	1 917	1 223	545	202	170	132	94	57

D- Amortissement comptable et fiscal	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Additions après répartition UMQ, des FGC et des contributions/subventions															
Répartition UMQ - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition UMQ - Branchement	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Branchement	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 5 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 7 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 12 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 15 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 20 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Poste de Livraison - civil		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Poste de Livraison - équipement		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Servitude		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Actif non amortissable (terrain)		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Contributions/subventions - Conduite		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Contributions/subventions - Branchement		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Compteurs - Réinvestissement	Renouv.														
Investissement en compteurs - 5 ans	5,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 7 ans	7,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 12 ans	12,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 15 ans	15,0 ans	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 20 ans	20,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPEX - Compteurs		566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Compteurs - Réinvestissement + FGCafférents															
Investissement en compteurs - 5 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 7 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 12 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 15 ans		566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 20 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPEX - Compteurs (incluant frais généraux corporatifs)		566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs relatifs aux coûts de compteur(s)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Additions															
Frais de conduite - Totaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Totaux	15 720	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 15 ans	1 133	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - civil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - équipement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servitude	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASEP PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16 853		566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable															
Amort. - Frais de conduite - Totaux	41,8 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Frais de branchement - Totaux	24,0 ans	-656	-656	-656	-656	-656	-656	-656	-656	-656	-623	12	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 5 ans	5,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 7 ans	7,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 12 ans	12,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 15 ans	15,0 ans	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38
Amort. - Coûts de compteur(s) - 20 ans	20,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Poste de Livraison - civil	50,6 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Poste de Livraison - équipement	36,3 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Servitude	70,8 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - PRC 5ans	5,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - PRC 10 ans (incluant CASEP PRC - 10 ans)	10,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-661	-26	-38	-38	-38

Immobilisations nettes comptables			6 428	5 734	5 040	4 346	3 652	2 958	2 264	1 570	876	215	189	151	113	76	38
Immobilisations nettes finales pour calcul de la TSP			5 862	5 206	4 549	3 893	3 237	2 580	1 924	1 268	611	-12	0	0	0	0	0
FNACC - Frais de conduite - Totaux			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Frais de branchement - Totaux			6 206	5 834	5 484	5 155	4 846	4 555	4 282	4 025	3 783	3 556	3 343	3 142	2 954	2 776	2 610
FNACC - Coûts de compteur(s) - 5 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Coûts de compteur(s) - 7 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Coûts de compteur(s) - 12 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Coûts de compteur(s) - 15 ans			20	526	421	336	269	215	172	138	110	88	71	56	45	36	29
FNACC - Coûts de compteur(s) - 20 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Poste de Livraison - civil			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Poste de Livraison - équipement			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Servitude			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			6 226	6 360	5 905	5 491	5 115	4 770	4 454	4 162	3 893	3 644	3 413	3 199	2 999	2 813	2 639
Amortissement fiscal																	
			Taux année 1	Taux													
Amort. fiscal - Frais de conduite - Totaux			100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Frais de branchement - Totaux			100,0%	6,0%	-396	-372	-350	-329	-309	-291	-273	-257	-241	-227	-213	-201	-167
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 5 ans			100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 7 ans			100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 12 ans			100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 15 ans			100,0%	20,0%	-5	-61	-105	-84	-67	-54	-43	-34	-28	-22	-18	-14	-7
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 20 ans			100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Poste de Livraison - civil			100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Poste de Livraison - équipement			100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Servitude			100,0%	5,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - PRC - 5 ans (plus utilisé)				5,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - PRC - 10 ans				10,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					-401	-433	-455	-413	-377	-345	-316	-291	-269	-249	-231	-215	-174
Valeur actuelle des économies d'impôts futures																	
Frais de conduite - Totaux			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Totaux			854	802	754	709	666	626	589	554	520	489	460	432	406	382	359
Coûts de compteur(s) - 5 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 7 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 12 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 15 ans			4	109	87	70	56	45	36	29	23	18	15	12	9	7	6
Coûts de compteur(s) - 20 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - civil			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - équipement			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servitude			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			858	911	841	779	722	671	625	582	543	507	474	444	416	389	365
E-	Impôts		15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Bénéfice net théorique comptable			242	237	210	183	156	129	102	75	48	21	8	7	5	4	2
Dépréciation comptable			-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-694	-661	-26	-38	-38	-38	-38
Dépréciation fiscale			-401	-433	-455	-413	-377	-345	-316	-291	-269	-249	-231	-215	-200	-186	-174
Taux d'impôt			26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%
1 - taux d'impôt			73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%
Impôts (gross up)			193	180	162	167	171	172	173	172	170	156	-71	-61	-57	-52	-48
Impôts sans dette			344	338	335	348	361	372	-91	-82	-74	-66	-61	-57	-53	-49	-46
F-	TRI, IP et PMT		15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Investissement et coûts non capitalisables			-566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenu			1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPEX, taxes foncières et redevances			-242	-233	-223	-213	-203	-193	-29	-19	-9	0	0	0	0	0	0
Impôt sans dette			-344	-338	-335	-348	-361	-372	91	82	74	66	61	57	53	49	46
Valeur term. de l'économie d'impôt perpétuelle			858					671					474				
Valeur résiduelle (solde comptable)			6 428					2 958					189				

Flux monétaires du projet et TRI

	VAN	TRI																
5 ans	625	6,49%																
10 ans	183	5,73%																
15 ans	414	5,88%	8 075															
20 ans	1 016	6,25%	788	1 370	1 384	1 380	1 377	5 005										
25 ans	49	5,60%	788	1 370	1 384	1 380	1 377	1 376	63	63	65	66	724					
30 ans	0	5,56%	788	1 370	1 384	1 380	1 377	1 376	63	63	65	66	61	57	53	49	46	
35 ans	0	5,56%	788	1 370	1 384	1 380	1 377	1 376	63	63	65	66	61	57	53	49	46	
40 ans	0	5,56%	788	1 370	1 384	1 380	1 377	1 376	63	63	65	66	61	57	53	49	46	

Indice de profitabilité (IP)

		Taux d'act.	5,56%																
IP 5 ans	1,04	A - Flux d'invest.	(16 302) \$																
		B - Flux d'op.	16 927 \$																
IP 10 ans	1,01	A - Flux d'invest.	(16 302) \$																
		B - Flux d'op.	16 485 \$																
IP 15 ans	1,03	A - Flux d'invest.	(16 553) \$	-566															
		B - Flux d'op.	16 968 \$	8 641															
IP 20 ans	1,06	A - Flux d'invest.	(16 553) \$	-566	0	0	0	0	0										
		B - Flux d'op.	17 569 \$	1 355	1 370	1 384	1 380	1 377	5 005										
IP 25 ans	1,00	A - Flux d'invest.	(16 553) \$	-566	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
		B - Flux d'op.	16 603 \$	1 355	1 370	1 384	1 380	1 377	1 376	63	63	65	66	724					
IP 30 ans	1,00	A - Flux d'invest.	(16 553) \$	-566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		B - Flux d'op.	16 554 \$	1 355	1 370	1 384	1 380	1 377	1 376	63	63	65	66	61	57	53	49	46	
IP 35 ans	1,00	A - Flux d'invest.	(16 553) \$	-566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		B - Flux d'op.	16 554 \$	1 355	1 370	1 384	1 380	1 377	1 376	63	63	65	66	61	57	53	49	46	
IP 40 ans	1,00	A - Flux d'invest.	(16 553) \$	-566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		B - Flux d'op.	16 554 \$	1 355	1 370	1 384	1 380	1 377	1 376	63	63	65	66	61	57	53	49	46	

Point mort tarifaire (PMT)

				15 ans				20 ans				25 ans							
Contribution tarifaire				-429	-460	-531	-578	-627	-678	1 057	1 003	949	850	-33	-13	-11	-9	-7	
Contribution tarifaire actualisée		Taux d'act.	6,16%	-175	-177	-192	-197	-201	-205	301	269	240	203	-7	-3	-2	-2	-1	
Contribution tarifaire cumulative actualisée				-248	-425	-617	-814	-1 015	-1 220	-919	-650	-410	-207	-214	-217	-219	-221	-222	
		Indicateur de PMT	13,55 ans																

Point de rentabilisation (PR)

				15 ans				20 ans				25 ans							
Coût de service (\$ courants)				1 512	1 481	1 410	1 363	1 314	1 263	1 057	1 003	949	850	-33	-13	-11	-9	-7	
Revenus (\$ courants)				1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire (\$ courants)				-429	-460	-531	-578	-627	-678	1 057	1 003	949	850	-33	-13	-11	-9	-7	
Coût d'opération (\$ courants)				144	144	144	144	144	144	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coût de service actualisé (excluant les coûts d'opération)				558	514	458	416	376	339	301	269	240	203	-7	-3	-2	-2	-1	
Revenus actualisés				792	746	703	662	623	587	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire actualisée				-234	-232	-244	-246	-248	-249	301	269	240	203	-7	-3	-2	-2	-1	
Contribution tarifaire cumulée actualisée				-248	-425	-617	-814	-1 015	-1 220	-919	-650	-410	-207	-214	-217	-219	-221	-222	
Coût de service résiduel (excluant les coûts d'opération)				3 047	2 534	2 075	1 659	1 284	945	644	374	134	-68	-61	-58	-56	-54	-53	
Manque à gagner (trop perçu) cumulé				2 800	2 109	1 458	846	268	-275	-275	-275	-275	-275	-275	-275	-275	-275	-275	
		Indicateur de PR	19,5 ans																

Commercial 5 k m³ 100 % GNT 20 ans -

(En dollars)

CALCULS DÉTAILLÉS

Période d'analyse : 40 ans

A-	Résultats pour chaque période d'analyse	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
----	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Attention lors de l'interprétation des résultats ci-dessous. Pour un projet de conduite dont l'amortissement se fait sur pl valeur comptable non amortie (valeur résiduelle) biaise le résultat. La période d'analyse choisie devrait à tout le moins é

	TRI	IP	PMT	PR
1 ans			13,6 ans	19,5 ans
2 ans				
3 ans				
4 ans				
5 ans	6,49%	1,04		
10 ans	5,73%	1,01		
15 ans	5,88%	1,03		
20 ans	6,25%	1,06		
25 ans	5,60%	1,00		
30 ans	5,56%	1,00		
35 ans	5,56%	1,00		
40 ans	5,56%	1,00		

B-	Coût de service	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
----	-----------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Coûts d'opération	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Redevances volumétriques	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortissement des immobilisations	38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impôts	-45	-55	-51	-48	-45	-42	-39	-37	-37	-35	-33	-31
Rendement	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total - Coût de service	-6	-55	-51	-48	-45	-42	-39	-37	-37	-35	-33	-31

C-	Base de tarification	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
----	----------------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Diminution de l'équité réglementaire	17	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Remboursement de la dette réglementaire	20	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Équité	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dette	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total - Base de tarification moyenne	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

D-	Amortissement comptable et fiscal	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
----	-----------------------------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Additions après répartition UMQ, des FGC et des contributions/subventions

Répartition UMQ - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition UMQ - Branchement	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Branchement	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 5 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 7 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 12 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 15 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 20 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Poste de Livraison - civil			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Poste de Livraison - équipement			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Servitude			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Actif non amortissable (terrain)			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Contributions/subventions - Conduite			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Contributions/subventions - Branchement			100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Compteurs - Réinvestissement			Renouv.									
Investissement en compteurs - 5 ans	5,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 7 ans	7,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 12 ans	12,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 15 ans	15,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 20 ans	20,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPEX - Compteurs			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Compteurs - Réinvestissement + FGC afférents												
Investissement en compteurs - 5 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 7 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 12 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 15 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 20 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPEX - Compteurs (incluant frais généraux corporatifs)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs relatifs aux coûts de compteur(s)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Additions												
Frais de conduite - Totaux		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Totaux		15 720	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 5 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 7 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 12 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 15 ans		1 133	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 20 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - civil		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - équipement		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servitude		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASEP PRC - 10 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16 853			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable												
Amort. - Frais de conduite - Totaux	41,8 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Frais de branchement - Totaux	24,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 5 ans	5,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 7 ans	7,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 12 ans	12,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 15 ans	15,0 ans	-38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 20 ans	20,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Poste de Livraison - civil	50,6 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Poste de Livraison - équipement	36,3 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Servitude	70,8 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - PRC Sans	5,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - PRC 10 ans (incluant CASEP PRC - 10 ans)	10,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			-38	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Immobilisations nettes comptables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Immobilisations nettes finales pour calcul de la TSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FNACC - Frais de conduite - Totaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FNACC - Frais de branchement - Totaux	2 453	2 306	2 168	2 038	1 915	1 800	1 692	1 591	1 495	1 406	1 321	
FNACC - Coûts de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FNACC - Coûts de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FNACC - Coûts de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FNACC - Coûts de compteur(s) - 15 ans	23	18	15	12	9	8	6	5	4	3	2	
FNACC - Coûts de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FNACC - Poste de Livraison - civil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FNACC - Poste de Livraison - équipement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FNACC - Servitude	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	2 476	2 325	2 183	2 050	1 925	1 808	1 699	1 596	1 499	1 409	1 324	
Amortissement fiscal												
	Taux année 1	Taux										
Amort. fiscal - Frais de conduite - Totaux	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Frais de branchement - Totaux	100,0%	6,0%	-157	-147	-138	-130	-122	-115	-108	-102	-95	-84
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 5 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 7 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 12 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 15 ans	100,0%	20,0%	-6	-5	-4	-3	-2	-2	-2	-1	-1	-1
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 20 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Poste de Livraison - civil	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Poste de Livraison - équipement	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Servitude	100,0%	5,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - PRC - 5 ans (plus utilisé)		5,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - PRC - 10 ans		10,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-162	-152	-142	-133	-125	-117	-110	-103	-96	-91	-85	
Valeur actuelle des économies d'impôts futures												
Frais de conduite - Totaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Frais de branchement - Totaux	337	317	298	280	263	248	233	219	206	193	182	
Coûts de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Coûts de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Coûts de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Coûts de compteur(s) - 15 ans	5	4	3	2	2	2	1	1	1	1	1	
Coûts de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Poste de Livraison - civil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Poste de Livraison - équipement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Servitude	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	342	321	301	283	265	249	234	220	206	194	182	
E- Impôts	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	
Bénéfice net théorique comptable	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Dépréciation comptable	-38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Dépréciation fiscale	-162	-152	-142	-133	-125	-117	-110	-103	-96	-91	-85	
Taux d'impôt	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	
1 - taux d'impôt	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	
Impôts (gross up)	-45	-55	-51	-48	-45	-42	-39	-37	-35	-33	-31	
Impôts sans dette	-43	-40	-38	-35	-33	-31	-29	-27	-26	-24	-23	
F- TRI, IP et PMT	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	
Investissement et coûts non capitalisables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Revenu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
OPEX, taxes foncières et redevances	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Impôt sans dette	43	40	38	35	33	31	29	27	26	24	23	
Valeur term. de l'économie d'impôt perpétuelle	342					249					182	
Valeur résiduelle (solde comptable)	0					0					0	

Flux monétaires du projet et TRI

	VAN		TRI											
5 ans	625	6,49%												
10 ans	183	5,73%												
15 ans	414	5,88%												
20 ans	1 016	6,25%												
25 ans	49	5,60%												
30 ans	0	5,56%	385											
35 ans	0	5,56%	43	40	38	35	33	280						
40 ans	0	5,56%	43	40	38	35	33	31	29	27	26	24	205	

Indice de profitabilité (IP)

		Taux d'act.	5,56%											
IP 5 ans 1,04		A - Flux d'invest.	(16 302) \$											
		B - Flux d'op.	16 927 \$											
IP 10 ans 1,01		A - Flux d'invest.	(16 302) \$											
		B - Flux d'op.	16 485 \$											
IP 15 ans 1,03		A - Flux d'invest.	(16 553) \$											
		B - Flux d'op.	16 968 \$											
IP 20 ans 1,06		A - Flux d'invest.	(16 553) \$											
		B - Flux d'op.	17 569 \$											
IP 25 ans 1,00		A - Flux d'invest.	(16 553) \$											
		B - Flux d'op.	16 603 \$											
IP 30 ans 1,00		A - Flux d'invest.	(16 553) \$	0										
		B - Flux d'op.	16 554 \$	385										
IP 35 ans 1,00		A - Flux d'invest.	(16 553) \$	0	0	0	0	0	0					
		B - Flux d'op.	16 554 \$	43	40	38	35	33	280					
IP 40 ans 1,00		A - Flux d'invest.	(16 553) \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		B - Flux d'op.	16 554 \$	43	40	38	35	33	31	29	27	26	24	205

Point mort tarifaire (PMT)

				30 ans			35 ans			40 ans				
Contribution tarifaire				-6	-55	-51	-48	-45	-42	-39	-37	-35	-33	-31
Contribution tarifaire actualisée	Taux d'act.	6,16%		-1	-9	-8	-7	-6	-5	-5	-4	-4	-3	-3
Contribution tarifaire cumulative actualisée				-223	-232	-239	-246	-252	-257	-262	-266	-269	-272	-275
	Indicateur de PMT 13,55 ans													

Point de rentabilisation (PR)

	30 ans				35 ans				40 ans			
Coût de service (\$ courants)	-6	-55	-51	-48	-45	-42	-39	-37	-35	-33	-31	
Revenus (\$ courants)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Contribution tarifaire (\$ courants)	-6	-55	-51	-48	-45	-42	-39	-37	-35	-33	-31	
Coût d'opération (\$ courants)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Coût de service actualisé (excluant les coûts d'opération)	-1	-9	-8	-7	-6	-5	-5	-4	-4	-3	-3	
Revenus actualisés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Contribution tarifaire actualisée	-1	-9	-8	-7	-6	-5	-5	-4	-4	-3	-3	
Contribution tarifaire cumulée actualisée	-223	-232	-239	-246	-252	-257	-262	-266	-269	-272	-275	
Coût de service résiduel (excluant les coûts d'opération)	-52	-44	-36	-29	-23	-18	-14	-10	-6	-3	0	
Manque à gagner (trop perçu) cumulé	-275	-275	-275	-275	-275	-275	-275	-275	-275	-275	-275	
	Indicateur de PR 19,5 ans											

ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET					REVENU REQUIS Paramètres 2024-2025 RR-Version25			
Commercial 5K m3 100% GNT 20 ans Type de projet Type de client Région Municipalité Nb de clients potentiels Branchement - CII - 0 Représentant Conseiller OTP 0 Coût en capital prospectif avant impôt Coût en capital prospectif après impôt 6,16% 5,56%								
En dollars (\$)		Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients				1	1	1	1	1
Volume à 100% en m³				5 209	5 209	5 209	5 209	5 209
Volume ajusté en m³				4 428	4 428	4 428	4 428	4 428
Nombre de compteur(s) - 5 ans			0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans			0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans			0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans			0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans			0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base			0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs			0	0	0	0	0	0
Frais de conduite			0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base		15 829	15 829	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs		1 757	1 757	0	0	0	0	0
Frais de branchement		17 586	17 586	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans			0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans			0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans			0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans			566	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans			0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)		1 133	566	0	0	0	0	0
Frais UMQ		396	396	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs			0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans				0	0	0	0	0
PRC - 10 ans				0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)				0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement		(300)	0	(300)	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations			0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures			0	0	0	0	0	0
Contributions clients		(1 962)	(1 962)	0	0	0	0	0
Investissement total		16 852,67	16 586	(300)	0	0	0	0
Coût d'opération			0	242	144	144	144	144
Autres dépenses d'exploitation			0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable				707	694	694	694	694
Taxe sur les services publics				230	216	206	196	186
Redevances				11	11	11	11	11
Impôts				95	112	128	142	153
Rendement				1 000	938	896	853	810
Revenu requis			0	2 285	2 115	2 078	2 039	1 998
Revenus				0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m³)				43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382
Revenu de distribution				1 941	1 941	1 941	1 941	1 941
Contribution tarifaire annuelle			0	344	174	137	98	57
				6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle				14	(31)	(77)	(124)	(173)
Contribution tarifaire (3 ans)		594	Contribution tarifaire (15 ans)					(248)
Contribution tarifaire (5 ans)		713	Contribution tarifaire (20 ans)					(1 220)
Contribution tarifaire (10 ans)		488	Contribution tarifaire (40 ans)					(275)
Point mort tarifaire		13,6 ans	Date d'impression : 2025-07-08 13:21					
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)		5,56%						
Indice de profitabilité (IP 40 ans)		1,00						
Commentaires :								

ÉNERGIR ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET REVENU REQUIS Paramètres 2024-2025 RR-Version25						
Commercial 5K m3 100% GNT 20 ans Type de projet Type de client Région Municipalité Nb de clients potentiels Branchement - CII - Représentant Conseiller OTP Coût en capital prospectif avant impôt 6,16% Coût en capital prospectif après impôt 5,56%						
En dollars (\$) 20 21 22 23 24 25						
Nombre de clients 1 0 0 0 0 0 Volume à 100% en m³ 5 209 0 0 0 0 0 Volume ajusté en m3 4 428 0 0 0 0 0						
Nombre de compteur(s) - 5 ans 0 0 0 0 0 0 Nombre de compteur(s) - 7 ans 0 0 0 0 0 0 Nombre de compteur(s) - 12 ans 0 0 0 0 0 0 Nombre de compteur(s) - 15 ans 0 0 0 0 0 0 Nombre de compteur(s) - 20 ans 0 0 0 0 0 0						
Frais de conduite - Base 0 0 0 0 0 0 Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs 0 0 0 0 0 0 Frais de conduite 0 0 0 0 0 0						
Frais de branchement - Base 0 0 0 0 0 0 Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs 0 0 0 0 0 0 Frais de branchement 0 0 0 0 0 0						
Frais de compteur(s) - 5 ans 0 0 0 0 0 0 Frais de compteur(s) - 7 ans 0 0 0 0 0 0 Frais de compteur(s) - 12 ans 0 0 0 0 0 0 Frais de compteur(s) - 15 ans 0 0 0 0 0 0 Frais de compteur(s) - 20 ans 0 0 0 0 0 0 Frais de compteur(s) 0 0 0 0 0 0						
Frais UMQ 0 0 0 0 0 0 Frais généraux corporatifs 0 0 0 0 0 0 PRC - 5 ans 0 0 0 0 0 0 PRC - 10 ans 0 0 0 0 0 0 CASEP - PRC (10 ans) 0 0 0 0 0 0 Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement 0 0 0 0 0 0 CASEP - Immobilisations 0 0 0 0 0 0 Subventions extérieures 0 0 0 0 0 0 Contributions clients 0 0 0 0 0 0 Investissement total 0 0 0 0 0 0						
Coût d'opération 144 0 0 0 0 0 Autres dépenses d'exploitation 0 0 0 0 0 0 Amortissement comptable 694 694 694 694 661 26 Taxe sur les services publics 39 29 19 9 (0) 0 Redevances 11 0 0 0 0 0 Impôts 172 173 172 170 156 (71) Rendement 204 161 118 75 34 12 Revenu requis 1 263 1 057 1 003 949 850 (33)						
Revenus 0 0 0 0 0 0 Taux de distribution (¢/m³) 43,8382 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 0,0000 Revenu de distribution 1 941 0 0 0 0 0 Contribution tarifaire annuelle (678) 1 057 1 003 949 850 (33)						
26 27 28 29 30						
Contribution tarifaire annuelle (13) (11) (9) (7) (6)						
Contribution tarifaire (3 ans) 594 Contribution tarifaire (15 ans) (248) Contribution tarifaire (5 ans) 713 Contribution tarifaire (20 ans) (1 220) Contribution tarifaire (10 ans) 488 Contribution tarifaire (40 ans) (275)						
Point mort tarifaire 13,6 ans Taux de rendement interne (TRI 40 ans) 5,56% Indice de profitabilité (IP 40 ans) 1,00						
Date d'impression : 2025-07-08 13:21						

ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET				REVENU REQUIS Paramètres 2024-2025 RR-Version25		
Commercial 5K m3 100% GNT 20 ans	Type de projet Type de client Région Municipalité Nb de clients potentiels			Branchement - CII - <		

ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET				REVENU REQUIS Paramètres 2024-2025 RR-Version25		
Commercial 5K m3 100% GNT 20 ans	Type de projet		Branchement - CII -	Représentant		
	Type de client			Conseiller		
	Région			OTP		
	Municipalité					
Nb de clients potentiels		Coût en capital prospectif avant impôt			6,16%	
		Coût en capital prospectif après impôt			5,56%	
En dollars (\$)	35	36	37	38	39	40
Nombre de clients	0	0	0	0	0	0
Volume à 100% en m³	0	0	0	0	0	0
Volume ajusté en m3	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	0	0	0	0	0	0
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	0	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	0	0	0	0	0	0
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	(42)	(39)	(37)	(35)	(33)	(31)
Rendement	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Revenu requis	(42)	(39)	(37)	(35)	(33)	(31)
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m³)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	(42)	(39)	(37)	(35)	(33)	(31)
Contribution tarifaire annuelle						
Contribution tarifaire (3 ans)		Contribution tarifaire (15 ans)				
594		(248)				
Contribution tarifaire (5 ans)		Contribution tarifaire (20 ans)				
713		(1 220)				
Contribution tarifaire (10 ans)		Contribution tarifaire (40 ans)				
488		(275)				
Point mort tarifaire		Date d'impression : 2025-07-08 13:21				
13,6 ans						
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)						
5,56%						
Indice de profitabilité (IP 40 ans)		1,00				



Durée Vol et Rev :

20 ans

Période d'analyse :

40 ans

Contrôles

TRI 40 ans

5,56%

IP 40 ans

1,00

PMT

14 ans

Nom du Client/Projet

Commercial 5K m3 100% GNT 20 ans

Client/Projet à Charger

Description

Représentant

Type de client

CII

Municipalité

Conseiller

Type de projet

Branchement

Bureau d'affaires

Potentiel d'unités d'habitations

Longueur de conduite (MLN)

Numéro d'OTP

Clients, Volumes, Revenus, Compteurs	Total	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Nombre de clients			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nombre de compteur(s) - 5 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volume à 100% en m³			5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209
Volume ajusté en m³, après effritement	85%	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428
Taux de distribution (en ¢/m³)		43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382
Revenu de distribution		1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941
Contribution GES		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissements	Total	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais entrepreneurs	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Totaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	15 829	15 829	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais entrepreneurs	1 757	1 757	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Totaux	17 586	17 586	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 15 ans	566	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - civil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - équipement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servitude	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Taux UMQ (à saisir)		2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Frais UMQ	396	396	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intérêts pendant la construction	0	0																
Frais généraux corporatifs (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	18 548	18 548	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans (plus utilisé)	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC 10 ans (en moins)	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contributions racc. réseau/délai/emp (en moins)	-300	0	-300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations (en moins)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures (en moins)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contributions clients (en moins)	-1 962	-1 962	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement total - excluant renouv. compteurs	16 286	16 586	-300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement total - incluant renouv. compteurs	16 853																	
Coûts de projets pour approbation (grille)	19 115																	
Base de calcul pour FGC (période 0)	18 548																	
FGC imputés	0																	
FGC Projets > 4M\$ ou Biométhane - Taux suggéré modifiable		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Coûts d'opération		Total	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Type de client	CII ranchement	Nb clients		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
		Nb clients - année précéd.		0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
		Clients 1 ^{ère} année		1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Clients 2 ^e année		0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Coûts d'opération statutaires				242	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	
Coûts d'opération statutaires - Cumul seulement				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Coûts d'opération spécifiques / Coûts de chauff. temp.			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Coûts d'opération - Total			0	242	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	
Autres dépenses d'exploitation		Total	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Économies attendues (en moins)				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Contrib. client - chauffage temporaire (en moins)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Coûts additionnels (en cours de projet ou récurrents)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Autres dépenses d'exploitation - Total			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	



TRI 40 ans	5,56%
IP 40 ans	1,00
PMT	14 ans

Clients, Volumes, Revenus, Compteurs	Total	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Nombre de clients		1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 5 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volume à 100% en m³		5 209	5 209	5 209	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volume ajusté en m³, après effritement		4 428	4 428	4 428	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (en ¢/m³)		43,8382	43,8382	43,8382	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution		1 941	1 941	1 941	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contribution GES		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissements	Total	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais entrepreneurs	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Totaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	15 829	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais entrepreneurs	1 757	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Totaux	17 586	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 15 ans	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - civil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - équipement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#REF!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servitude	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taux UMQ (à saisir)		2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Frais UMQ	396	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intérêts pendant la construction	0																							
Frais généraux corporatifs (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	18 548	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans (plus utilisé)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC 10 ans (en moins)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contributions racc. réseau/délai/emp (en moins)	-300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

CASEP - Immobilisations (en moins)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Subventions extérieures (en moins)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Contributions clients (en moins)	-1 962	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Investissement total - excluant renouv. compteurs	16 286	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Investissement total - incluant renouv. compteurs	16 853																							
Coûts de projets pour approbation (grille)	19 115																							
Base de calcul pour FGC (période 0)	18 548																							
FGC imputés	0																							
FGC Projets > 4M\$ ou Biométhane - Taux suggéré modifiable		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	
Coûts d'opération	Total	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Type de client Type de projet Nombre de mètres de conduite		1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CII	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ranchement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts d'opération statutaires	144	144	144	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts d'opération statutaires - Cumul seulement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts d'opération spécifiques / Coûts de chauff. temp.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts d'opération - Total	144	144	144	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres dépenses d'exploitation	Total	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Économies attendues (en moins)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contrib. client - chauffage temporaire (en moins)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts additionnels (en cours de projet ou récurrents)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres dépenses d'exploitation - Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Commercial 5 k m³ 100 % GSR 40 ans -

(En dollars)



CALCULS DÉTAILLÉS

Période d'analyse :

40 ans

A- Résultats pour chaque période d'analyse	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
--	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----

Attention lors de l'interprétation des résultats ci-dessous. Pour un projet de conduite dont l'amortissement se fait sur plus de 40 ans, il n'est pas approprié d'utiliser un TRI ou un IP sur une plus courte période, puisque la récupération de la valeur comptable non amortie (valeur résiduelle) biaise le résultat. La période d'analyse choisie devrait à tout le moins être cohérente avec la durée de l'amortissement des actifs acquis lors du projet.

	TRI	IP	PMT	PR	Contribution tarifaire annuelle	Contribution tarifaire actualisée cum.	VAN
1 ans			24,8 ans	24,8 ans	587	553	
2 ans					412	918	
3 ans					370	1 228	
4 ans					326	1 484	
5 ans	5,61%	1,00			279	1 691	38
10 ans	4,75%	0,95			21	2 106	-970
15 ans	4,80%	0,94			-266	1 778	-1 102
20 ans	5,11%	0,96			-547	1 053	-727
25 ans	5,61%	1,01			-1 829	-92	92
30 ans	6,29%	1,08			-1 799	-1 790	1 490
35 ans	6,69%	1,14			-1 771	-3 032	2 562
40 ans	6,94%	1,18			-1 760	-3 944	3 370

B- Coût de service	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Coûts d'opération	0	242	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics		258	243	232	221	210	199	188	176	165	154	143	132	121
Redevances volumétriques		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Amortissement des immobilisations		789	776	776	776	776	776	776	776	776	776	776	776	776
Impôts		110	128	145	160	172	182	191	198	204	208	211	214	215
Rendement		1 118	1 052	1 004	956	908	860	813	765	717	669	621	574	526
Total - Coût de service	0	2 528	2 353	2 311	2 267	2 220	2 172	2 121	2 070	2 016	1 962	1 906	1 850	1 792

C- Base de tarification	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Diminution de l'équité réglementaire		181	498	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357
Remboursement de la dette réglementaire		213	584	419	419	419	419	419	419	419	419	419	419	419
Équité	8 532	8 351	7 853	7 496	7 139	6 782	6 425	6 068	5 711	5 354	4 997	4 640	4 283	3 926
Dette	10 016	9 803	9 219	8 800	8 381	7 962	7 543	7 123	6 704	6 285	5 866	5 447	5 028	4 609
Total - Base de tarification moyenne	18 548	18 154	17 072	16 296	15 520	14 744	13 968	13 192	12 416	11 640	10 863	10 087	9 311	8 535

D- Amortissement comptable et fiscal	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
--------------------------------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----

Additions après répartition UMQ, des FGC et des contributions/subventions

Répartition UMQ - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition UMQ - Branchement	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Branchement	96,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 5 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 7 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 12 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 15 ans	3,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 20 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Poste de Livraison - civil	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Poste de Livraison - équipement	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 4	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 5	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 6	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 7	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 8	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 9	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 10	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Servitude	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Actif non amortissable (terrain)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Contributions/subventions - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Contributions/subventions - Branchement	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Compteurs - Réinvestissement	Renouv.														
Investissement en compteurs - 5 ans	5,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 7 ans	7,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 12 ans	12,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 15 ans	15,0 ans	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 20 ans	20,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPEX - Compteurs		566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Compteurs - Réinvestissement + FGC afférents															
Investissement en compteurs - 5 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 7 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 12 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 15 ans		566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 20 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPEX - Compteurs (incluant frais généraux corporatifs)		566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs relatifs aux coûts de compteur(s)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Additions															
Frais de conduite - Totaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Totaux	17 682	17 982	-300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 15 ans	1 699	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - civil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - équipement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servitude	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASEP PRC - 10 ans	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

		19 381	18 548	-300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable															
Amort. - Frais de conduite - Totaux	41,8 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Frais de branchement - Totaux	24,0 ans			-751	-738	-738	-738	-738	-738	-738	-738	-738	-738	-738	-738
Amort. - Coûts de compteur(s) - 5 ans	5,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 7 ans	7,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 12 ans	12,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 15 ans	15,0 ans			-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38
Amort. - Coûts de compteur(s) - 20 ans	20,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Poste de Livraison - civil	50,6 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Poste de Livraison - équipement	36,3 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	10,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	5,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	1,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	25,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	35,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	35,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 4	35,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 5	35,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 6	35,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 7	35,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 8	35,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 9	35,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 10	35,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Servitude	70,8 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - PRC 5 ans	5,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - PRC 10 ans (incluant CASEP PRC - 10 ans)	10,0 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				-789	-776	-776	-776	-776	-776	-776	-776	-776	-776	-776	-776

Immobilisations nettes comptables	18 548	17 460	16 684	15 908	15 132	14 356	13 580	12 804	12 028	11 251	10 475	9 699	8 923	8 147
Immobilisations nettes finales pour calcul de la TSP		17 231	16 193	15 455	14 716	13 978	13 240	12 501	11 763	11 025	10 287	9 548	8 810	8 072
FNACC - Frais de conduite - Totaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Frais de branchement - Totaux	17 982	16 903	15 607	14 670	13 790	12 963	12 185	11 454	10 767	10 121	9 513	8 943	8 406	7 902
FNACC - Coûts de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Coûts de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Coûts de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Coûts de compteur(s) - 15 ans	566	453	363	290	232	186	148	119	95	76	61	49	39	31
FNACC - Coûts de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Poste de Livraison - civil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Poste de Livraison - équipement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Servitude	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	18 548	17 356	15 969	14 960	14 022	13 148	12 333	11 573	10 862	10 197	9 574	8 991	8 445	7 933
Amortissement fiscal														
	Taux année 1	Taux	Note : Taux de 150 % tombe à 100 % à partir de 2024.				Note : Retour à la règle du demi-taux à partir de 2028.							
Amort. fiscal - Frais de conduite - Totaux	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Frais de branchement - Totaux	100,0%	6,0%	-1 079	-996	-936	-880	-827	-778	-731	-687	-646	-607	-571	-504
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 5 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 7 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 12 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 15 ans	100,0%	20,0%	-113	-91	-73	-58	-46	-37	-30	-24	-19	-15	-12	-8
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 20 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Poste de Livraison - civil	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Poste de Livraison - équipement	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	100,0%	100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	100,0%	100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	100,0%	100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	100,0%	4,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 4	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 5	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 6	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 7	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 8	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 9	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 10	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Servitude	100,0%	5,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - PRC - 5 ans (plus utilisé)		5,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - PRC - 10 ans		10,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			-1 192	-1 087	-1 009	-938	-874	-815	-761	-711	-665	-622	-583	-546
Valeur actuelle des économies d'impôts futures														
Frais de conduite - Totaux			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Totaux			2 325	2 147	2 018	1 897	1 783	1 676	1 575	1 481	1 392	1 309	1 230	1 087
Coûts de compteur(s) - 5 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 7 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 12 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 15 ans			94	75	60	48	38	31	25	20	16	13	10	6
Coûts de compteur(s) - 20 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Flux monétaires du projet et TF

	VAN		TRI															
5 ans	38	5,61%	-18 548	1 667	1 423	1 410	1 400	17 568										
10 ans	-970	4,75%	-18 548	1 667	1 423	1 410	1 400	1 391	1 383	1 377	1 372	1 368	13 161					
15 ans	-1 102	4,80%	-18 548	1 667	1 423	1 410	1 400	1 391	1 383	1 377	1 372	1 368	1 365	1 362	1 361	1 360		
20 ans	-727	5,11%	-18 548	1 667	1 423	1 410	1 400	1 391	1 383	1 377	1 372	1 368	1 365	1 362	1 361	1 360		
25 ans	92	5,61%	-18 548	1 667	1 423	1 410	1 400	1 391	1 383	1 377	1 372	1 368	1 365	1 362	1 361	1 360		
30 ans	1 490	6,29%	-18 548	1 667	1 423	1 410	1 400	1 391	1 383	1 377	1 372	1 368	1 365	1 362	1 361	1 360		
35 ans	2 562	6,69%	-18 548	1 667	1 423	1 410	1 400	1 391	1 383	1 377	1 372	1 368	1 365	1 362	1 361	1 360		
40 ans	3 370	6,94%	-18 548	1 667	1 423	1 410	1 400	1 391	1 383	1 377	1 372	1 368	1 365	1 362	1 361	1 360		

Indice de profitabilité (IP)

[illegible]

			B - Flux d'op.	17 788 \$		1 367	1 423	1 410	1 400	1 391	1 383	1 377	1 372	1 368	1 365	1 362	1 361	1 360	
IP 25 ans 1,01	A - Flux d'invest.	(18 515) \$	-18 548	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	B - Flux d'op.	18 608 \$		1 367	1 423	1 410	1 400	1 391	1 383	1 377	1 372	1 368	1 365	1 362	1 361	1 360			
IP 30 ans 1,08	A - Flux d'invest.	(18 627) \$	-18 548	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	B - Flux d'op.	20 118 \$		1 367	1 423	1 410	1 400	1 391	1 383	1 377	1 372	1 368	1 365	1 362	1 361	1 360			
IP 35 ans 1,14	A - Flux d'invest.	(18 627) \$	-18 548	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	B - Flux d'op.	21 189 \$		1 367	1 423	1 410	1 400	1 391	1 383	1 377	1 372	1 368	1 365	1 362	1 361	1 360			
IP 40 ans 1,18	A - Flux d'invest.	(18 627) \$	-18 548	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	B - Flux d'op.	21 997 \$		1 367	1 423	1 410	1 400	1 391	1 383	1 377	1 372	1 368	1 365	1 362	1 361	1 360			
Point mort tarifaire (PMT)																			
						5 ans					10 ans								
Contribution tarifaire			0	587	412	370	326	279	231	180	129	75	21	-35	-91	-149			
Contribution tarifaire actualisée			Taux d'act. 6,16%	0	553	365	309	257	207	161	119	80	44	12	-18	-44	-68		
Contribution tarifaire cumulative actualisée			Ne pas effacer			553	918	1 228	1 484	1 691	1 852	1 971	2 051	2 095	2 106	2 089	2 044	1 976	
Indicateur de PMT 24,78 ans			-1			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Point de rentabilisation (PR)																			
						5 ans					10 ans								
Coût de service (\$ courants)			0	2 528	2 353	2 311	2 267	2 220	2 172	2 121	2 070	2 016	1 962	1 906	1 850	1 792			
Revenus (\$ courants)			0	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941			
Contribution tarifaire (\$ courants)			0	587	412	370	326	279	231	180	129	75	21	-35	-91	-149			
Coût d'opération (\$ courants)			0	242	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144			
Coût de service actualisé (excluant les coûts d'opération)			0	2 153	1 960	1 811	1 671	1 540	1 417	1 301	1 194	1 093	1 000	913	833	758			
Revenus actualisés			0	1 828	1 722	1 622	1 528	1 440	1 356	1 277	1 203	1 133	1 068	1 006	947	892			
Contribution tarifaire actualisée			0	324	238	189	143	100	61	24	-9	-40	-68	-92	-115	-134			
Contribution tarifaire cumulée actualisée			0	553	918	1 228	1 484	1 691	1 852	1 971	2 051	2 095	2 106	2 089	2 044	1 976			
Coût de service résiduel (excluant les coûts d'opération)			22 467	20 314	18 354	16 543	14 871	13 331	11 915	10 613	9 419	8 326	7 326	6 413	5 580	4 822			
Manque à gagner (trop perçu) cumulé			22 467	20 867	19 272	17 770	16 355	15 022	13 767	12 584	11 470	10 421	9 432	8 501	7 624	6 798			
Indicateur de PR 24,8 ans																			

Commercial 5 k m³ 100 % GSR 40 ans -

(En dollars)

CALCULS DÉTAILLÉS

Période d'analyse : 40 ans

A- Résultats pour chaque période d'analyse141516171819202122232425262728

Attention lors de l'interprétation des résultats ci-dessous. Pour un projet de conduite dont l'amortissement se fait sur pl valeur comptable non amortie (valeur résiduelle) biaise le résultat. La période d'analyse choisie devrait à tout le moins é

	TRI	IP	PMT	PR
1 ans			24,8 ans	24,8 ans
2 ans				
3 ans				
4 ans				
5 ans	5,61%	1,00		
10 ans	4,75%	0,95		
15 ans	4,80%	0,94		
20 ans	5,11%	0,96		
25 ans	5,61%	1,01		
30 ans	6,29%	1,08		
35 ans	6,69%	1,14		
40 ans	6,94%	1,18		

B- Coût de service	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Coûts d'opération	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	110	99	88	77	66	55	44	32	21	10	0	0	0	0	0
Redevances volumétriques	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Amortissement des immobilisations	776	776	776	776	776	776	776	776	776	776	739	26	38	38	38
Impôts	216	215	202	184	189	193	194	194	193	191	175	-81	-70	-65	-60
Rendement	478	430	417	369	322	274	226	178	130	83	36	12	10	8	6
Total - Coût de service	1 734	1 675	1 638	1 561	1 507	1 451	1 394	1 335	1 275	1 214	1 104	112	132	135	138

C- Base de tarification	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Diminution de l'équité réglementaire	357	357	96	357	357	357	357	357	357	357	348	176	15	17	17
Remboursement de la dette réglementaire	419	419	113	419	419	419	419	419	419	419	409	206	17	20	20
Équité	3 569	3 212	3 116	2 759	2 402	2 045	1 688	1 331	974	617	269	93	78	61	43
Dette	4 190	3 771	3 658	3 239	2 820	2 401	1 982	1 563	1 143	724	315	109	92	71	51
Total - Base de tarification moyenne	7 759	6 983	6 774	5 998	5 222	4 446	3 670	2 894	2 118	1 341	584	202	170	132	94

D- Amortissement comptable et fiscal	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Additions après répartition UMQ, des FGC et des contributions/subventions															
Répartition UMQ - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition UMQ - Branchement	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Branchement	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 5 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 7 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 12 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 15 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 20 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

[illegible][illegible][illegible][illegible]

	19 381	0	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable																
Amort. - Frais de conduite - Totaux	41,8 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Frais de branchement - Totaux	24,0 ans	-738	-738	-738	-738	-738	-738	-738	-738	-738	-701	12	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 5 ans	5,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 7 ans	7,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 12 ans	12,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 15 ans	15,0 ans	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38
Amort. - Coûts de compteur(s) - 20 ans	20,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Poste de Livraison - civil	50,6 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Poste de Livraison - équipement	36,3 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	10,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	5,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	1,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	25,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	35,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	35,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 4	35,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 5	35,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 6	35,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 7	35,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 8	35,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 9	35,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 10	35,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Servitude	70,8 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - PRC 5 ans	5,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - PRC 10 ans (incluant CASEP PRC - 10 ans)	10,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		-776	-776	-776	-776	-776	-776	-776	-776	-776	-739	-26	-38	-38	-38	-38
Immobilisations nettes comptables																
		7 371	7 162	6 386	5 610	4 834	4 058	3 282	2 506	1 729	953	215	189	151	113	76
Immobilisations nettes finales pour calcul de la TSP																
		7 334	6 595	5 857	5 119	4 380	3 642	2 904	2 166	1 427	689	-12	0	0	0	0
FNACC																
FNACC - Frais de conduite - Totaux		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Frais de branchement - Totaux		7 428	6 982	6 563	6 169	5 799	5 451	5 124	4 817	4 528	4 256	4 001	3 761	3 535	3 323	3 12

Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 20 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Poste de Livraison - civil	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Poste de Livraison - équipement	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	100,0%	100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	100,0%	100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	100,0%	100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	100,0%	4,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 4	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 5	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 6	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 7	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 8	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 9	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 10	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Servitude	100,0%	5,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - PRC - 5 ans (plus utilisé)		5,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - PRC - 10 ans		10,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			-480	-451	-480	-499	-454	-415	-381	-351	-323	-299	-277	-258	-240	-223	-208
Valeur actuelle des économies d'impôts futures																	
Frais de conduite - Totaux			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Totaux			1 022	960	903	849	798	750	705	662	623	585	550	517	486	457	430
Coûts de compteur(s) - 5 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 7 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 12 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 15 ans			5	4	109	87	70	56	45	36	29	23	18	15	12	9	7
Coûts de compteur(s) - 20 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - civil			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - équipement			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 4			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 5			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 6			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 7			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 8			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 9			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 10			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servitude			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			1 027	964	1 012	936	867	806	749	698	651	608	569	532	498	466	437
E-	Impôts		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
	Bénéfice net théorique comptable		302	272	264	234	204	173	143	113	83	52	23	8	7	5	4
	Dépréciation comptable		-776	-776	-776	-776	-776	-776	-776	-776	-776	-776	-739	-26	-38	-38	-38
	Dépréciation fiscale		-480	-451	-480	-499	-454	-415	-381	-351	-323	-299	-277	-258	-240	-223	-208
	Taux d'impôt		26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%
	1 - taux d'impôt		73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%
	Impôts (gross up)		216	215	202	184	189	193	194	194	193	191	175	-81	-70	-65	-60
	Impôts sans dette		317	328	323	321	336	349	361	372	382	391	400	405	410	414	418
F-	TRI, IP et PMT		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
	Investissement et coûts non capitalisables		0	-566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Revenu		1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941
	OPEX, taxes foncières et redevances		-264	-253	-242	-231	-220	-209	-198	-187	-176	-165	-154	-154	-154	-154	-154

Impôt sans dette	-317	-328	-323	-321	-336	-349	-361	-372	-382	-391	-400	-405	-410	-414	-418
Valeur term. de l'économie d'impôt perpétuelle		964					749					532			
Valeur résiduelle (solde comptable)		7 162					3 282					189			

Flux monétaires du projet et TRI

	VAN	TRI														
5 ans	38	5,61%														
10 ans	-970	4,75%														
15 ans	-1 102	4,80%	1 360	8 920												
20 ans	-727	5,11%	1 360	793	1 376	1 389	1 385	1 383	5 413							
25 ans	92	5,61%	1 360	793	1 376	1 389	1 385	1 383	1 382	1 382	1 383	1 385	1 387	2 102		
30 ans	1 490	6,29%	1 360	793	1 376	1 389	1 385	1 383	1 382	1 382	1 383	1 385	1 387	1 381	1 377	1 372
35 ans	2 562	6,69%	1 360	793	1 376	1 389	1 385	1 383	1 382	1 382	1 383	1 385	1 387	1 381	1 377	1 372
40 ans	3 370	6,94%	1 360	793	1 376	1 389	1 385	1 383	1 382	1 382	1 383	1 385	1 387	1 381	1 377	1 372

Indice de profitabilité (IP)

	Taux d'act.	5,56%														
IP 5 ans 1,00	A - Flux d'invest.	(18 264) \$														
	B - Flux d'op.	18 302 \$														
IP 10 ans 0,95	A - Flux d'invest.	(18 264) \$														
	B - Flux d'op.	17 294 \$														
IP 15 ans 0,94	A - Flux d'invest.	(18 515) \$	0	-566												
	B - Flux d'op.	17 413 \$	1 360	9 486												
IP 20 ans 0,96	A - Flux d'invest.	(18 515) \$	0	-566	0	0	0	0	0							
	B - Flux d'op.	17 788 \$	1 360	1 360	1 376	1 389	1 385	1 383	5 413							
IP 25 ans 1,01	A - Flux d'invest.	(18 515) \$	0	-566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	B - Flux d'op.	18 608 \$	1 360	1 360	1 376	1 389	1 385	1 383	1 382	1 382	1 383	1 385	1 387	2 102		
IP 30 ans 1,08	A - Flux d'invest.	(18 627) \$	0	-566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B - Flux d'op.	20 118 \$	1 360	1 360	1 376	1 389	1 385	1 383	1 382	1 382	1 383	1 385	1 387	1 381	1 377	1 372
IP 35 ans 1,14	A - Flux d'invest.	(18 627) \$	0	-566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B - Flux d'op.	21 189 \$	1 360	1 360	1 376	1 389	1 385	1 383	1 382	1 382	1 383	1 385	1 387	1 381	1 377	1 372
IP 40 ans 1,18	A - Flux d'invest.	(18 627) \$	0	-566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B - Flux d'op.	21 997 \$	1 360	1 360	1 376	1 389	1 385	1 383	1 382	1 382	1 383	1 385	1 387	1 381	1 377	1 372

Point mort tarifaire (PMT)

		15 ans						20 ans					25 ans			
Contribution tarifaire		-207	-266	-303	-380	-434	-490	-547	-606	-666	-727	-837	-1 829	-1 809	-1 806	-1 803
Contribution tarifaire actualisée	Taux d'act.	-90	-109	-117	-138	-148	-157	-165	-173	-179	-184	-199	-410	-382	-360	-338
Contribution tarifaire cumulative actualisée		1 886	1 778	1 661	1 523	1 376	1 218	1 053	880	702	518	318	-92	-474	-834	-1 172
	Indicateur de PMT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24,78			
		24,78 ans														

Point de rentabilisation (PR)

		15 ans						20 ans					25 ans			
Coût de service (\$ courants)		1 734	1 675	1 638	1 561	1 507	1 451	1 394	1 335	1 275	1 214	1 104	112	132	135	138
Revenus (\$ courants)		1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941
Contribution tarifaire (\$ courants)		-207	-266	-303	-380	-434	-490	-547	-606	-666	-727	-837	-1 829	-1 809	-1 806	-1 803
Coût d'opération (\$ courants)		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Coût de service actualisé (excluant les coûts d'opération)		689	625	574	513	465	420	378	340	304	271	229	-7	-2	-2	-1
Revenus actualisés		841	792	746	703	662	623	587	553	521	491	462	436	410	386	364
Contribution tarifaire actualisée		-152	-167	-172	-190	-197	-203	-209	-214	-217	-220	-234	-443	-413	-388	-365
Contribution tarifaire cumulée actualisée		1 886	1 778	1 661	1 523	1 376	1 218	1 053	880	702	518	318	-92	-474	-834	-1 172
Coût de service résiduel (excluant les coûts d'opération)		4 133	3 509	2 935	2 422	1 957	1 537	1 159	819	516	245	16	23	26	28	29
Manque à gagner (trop perçu) cumulé		6 020	5 286	4 596	3 945	3 333	2 755	2 212	1 700	1 217	763	335	-69	-449	-806	-1 143

Commercial 5 k m³ 100 % GSR 40 ans -

(En dollars)

CALCULS DÉTAILLÉS

Période d'analyse : 40 ans

A-	Résultats pour chaque période d'analyse	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
----	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Attention lors de l'interprétation des résultats ci-dessous. Pour un projet de conduite dont l'amortissement se fait sur pl valeur comptable non amortie (valeur résiduelle) biaise le résultat. La période d'analyse choisie devrait à tout le moins é

	TRI	IP	PMT	PR
1 ans			24,8 ans	24,8 ans
2 ans				
3 ans				
4 ans				
5 ans	5,61%	1,00		
10 ans	4,75%	0,95		
15 ans	4,80%	0,94		
20 ans	5,11%	0,96		
25 ans	5,61%	1,01		
30 ans	6,29%	1,08		
35 ans	6,69%	1,14		
40 ans	6,94%	1,18		

B-	Coût de service	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
	Coûts d'opération	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
	Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Taxe sur les services publics	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Redevances volumétriques	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
	Amortissement des immobilisations	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
	Impôts	-56	-52	-60	-73	-63	-54	-47	-41	-36	-31	-27	-24
	Rendement	3	1	34	31	29	27	24	22	20	17	15	13
	Total - Coût de service	140	142	165	150	158	165	170	174	176	179	180	181
C-	Base de tarification	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
	Diminution de l'équité réglementaire	17	17	-243	17	17	17	17	17	17	17	17	17
	Remboursement de la dette réglementaire	20	20	-286	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Équité	26	9	252	235	217	200	182	165	148	130	113	96
	Dette	31	10	296	275	255	235	214	194	173	153	133	112
	Total - Base de tarification moyenne	57	19	548	510	472	434	397	359	321	283	245	208
D-	Amortissement comptable et fiscal	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
	Additions après répartition UMQ, des FGC et des contributions/subventions												
	Répartition UMQ - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Répartition UMQ - Branchement	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Branchement	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 5 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 7 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 12 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 15 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Compteurs 20 ans	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Poste de Livraison - civil	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Poste de Livraison - équipement	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'act	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'act	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'act	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'act	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'act	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'act	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'act	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'act	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'act	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Servitude	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Frais généraux corporatifs et Intérêts - Actif non amortissable (terrain)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Contributions/subventions - Conduite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Répartition Contributions/subventions - Branchement	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Compteurs - Réinvestissement	Renouv.											
Investissement en compteurs - 5 ans	5,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 7 ans	7,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 12 ans	12,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 15 ans	15,0 ans	0	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 20 ans	20,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPEX - Compteurs		0	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Compteurs - Réinvestissement + FGC afférents												
Investissement en compteurs - 5 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 7 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 12 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 15 ans		0	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement en compteurs - 20 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPEX - Compteurs (incluant frais généraux corporatifs)		0	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs relatifs aux coûts de compteur(s)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Additions												
Frais de conduite - Totaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Totaux	17 682	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 15 ans	1 699	0	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - civil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - équipement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servitude	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASEP PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

19 381			0	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable													
Amort. - Frais de conduite - Totaux	41,8 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Frais de branchement - Totaux	24,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 5 ans	5,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 7 ans	7,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 12 ans	12,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Coûts de compteur(s) - 15 ans	15,0 ans		-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38
Amort. - Coûts de compteur(s) - 20 ans	20,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Poste de Livraison - civil	50,6 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Poste de Livraison - équipement	36,3 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	10,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	5,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	1,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	25,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	35,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	35,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 4	35,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 5	35,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 6	35,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 7	35,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 8	35,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 9	35,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 10	35,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - Servitude	70,8 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - PRC 5 ans	5,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. - PRC 10 ans (incluant CASEP PRC - 10 ans)	10,0 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38
Immobilisations nettes comptables													
			38	566	529	491	453	415	378	340	302	264	227
Immobilisations nettes finales pour calcul de la TSP													
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Frais de conduite - Totaux			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Frais de branchement - Totaux			2 936	2 760	2 594	2 439	2 292	2 155	2 026	1 904	1 790	1 682	1 581
FNACC - Coûts de compteur(s) - 5 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Coûts de compteur(s) - 7 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Coûts de compteur(s) - 12 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Coûts de compteur(s) - 15 ans			29	23	528	423	338	271	216	173	138	111	89
FNACC - Coûts de compteur(s) - 20 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Poste de Livraison - civil			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Poste de Livraison - équipement			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 4			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 5			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 6			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 7			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 8			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 9			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 10			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNACC - Servitude			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			2 965	2 783	3 123	2 861	2 630	2 425	2 242	2 077	1 928	1 793	1 670
Amortissement fiscal													
			Taux année 1	Taux									
Amort. fiscal - Frais de conduite - Totaux	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Frais de branchement - Totaux	100,0%	6,0%	-187	-176	-166	-156	-146	-138	-129	-122	-114	-107	-101
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 5 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 7 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 12 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 15 ans	100,0%	20,0%	-7	-6	-61	-106	-85	-68	-54	-43	-35	-28	-22

Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 20 ans	100,0%	20,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Poste de Livraison - civil	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Poste de Livraison - équipement	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	100,0%	100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	100,0%	100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	100,0%	100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	100,0%	4,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 4	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 5	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 6	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 7	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 8	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 9	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 10	100,0%	6,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - Servitude	100,0%	5,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - PRC - 5 ans (plus utilisé)		5,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amort. fiscal - PRC - 10 ans		10,0 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			-195	-182	-227	-261	-231	-205	-183	-165	-149	-135	-123	-113
Valeur actuelle des économies d'impôts futures														
Frais de conduite - Totaux			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Totaux			404	380	357	335	315	296	279	262	246	231	218	204
Coûts de compteur(s) - 5 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 7 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 12 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 15 ans			6	5	110	88	70	56	45	36	29	23	18	15
Coûts de compteur(s) - 20 ans			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - civil			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - équipement			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 4			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 5			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 6			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 7			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 8			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 9			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 10			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servitude			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			410	384	466	423	385	352	323	298	275	254	236	219
E- Impôts			29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Bénéfice net théorique comptable			2	1	21	20	18	17	15	14	13	11	10	8
Dépréciation comptable			-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38	-38
Dépréciation fiscale			-195	-182	-227	-261	-231	-205	-183	-165	-149	-135	-123	-113
Taux d'impôt			26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%
1 - taux d'impôt			73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%	73,50%
Impôts (gross up)			-56	-52	-60	-73	-63	-54	-47	-41	-36	-31	-27	-24
Impôts sans dette			422	425	413	404	412	419	425	430	434	438	441	444
F- TRI, IP et PMT			29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Investissement et coûts non capitalisables			0	-566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenu			1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941
OPEX, taxes foncières et redevances			-154	-154	-154	-154	-154	-154	-154	-154	-154	-154	-154	-154

Impôt sans dette	-422	-425	-413	-404	-412	-419	-425	-430	-434	-438	-441	-444
Valeur term. de l'économie d'impôt perpétuelle		384					323					219
Valeur résiduelle (solde comptable)		566					378					189

Flux monétaires du projet et TRI

	VAN	TRI												
5 ans	38	5,61%												
10 ans	-970	4,75%												
15 ans	-1 102	4,80%												
20 ans	-727	5,11%												
25 ans	92	5,61%												
30 ans	1 490	6,29%	1 365	1 746										
35 ans	2 562	6,69%	1 365	795	1 373	1 382	1 374	1 367	2 063					
40 ans	3 370	6,94%	1 365	795	1 373	1 382	1 374	1 367	1 362	1 357	1 353	1 349	1 346	1 751

Indice de profitabilité (IP)

Taux d'act.		5,56%												
IP 5 ans	1,00	A - Flux d'invest.	(18 264) \$											
		B - Flux d'op.	18 302 \$											
IP 10 ans	0,95	A - Flux d'invest.	(18 264) \$											
		B - Flux d'op.	17 294 \$											
IP 15 ans	0,94	A - Flux d'invest.	(18 515) \$											
		B - Flux d'op.	17 413 \$											
IP 20 ans	0,96	A - Flux d'invest.	(18 515) \$											
		B - Flux d'op.	17 788 \$											
IP 25 ans	1,01	A - Flux d'invest.	(18 515) \$											
		B - Flux d'op.	18 608 \$											
IP 30 ans	1,08	A - Flux d'invest.	(18 627) \$	0	-566									
		B - Flux d'op.	20 118 \$	1 365	2 312									
IP 35 ans	1,14	A - Flux d'invest.	(18 627) \$	0	-566	0	0	0	0	0				
		B - Flux d'op.	21 189 \$	1 365	1 361	1 373	1 382	1 374	1 367	2 063				
IP 40 ans	1,18	A - Flux d'invest.	(18 627) \$	0	-566	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		B - Flux d'op.	21 997 \$	1 365	1 361	1 373	1 382	1 374	1 367	1 362	1 357	1 353	1 349	1 346

Point mort tarifaire (PMT)

		30 ans					35 ans					40 ans	
Contribution tarifaire		-1 801	-1 799	-1 776	-1 791	-1 783	-1 776	-1 771	-1 767	-1 765	-1 762	-1 761	-1 760
Contribution tarifaire actualisée	Taux d'act. 6,16%	-318	-299	-278	-264	-248	-233	-219	-205	-193	-182	-171	-161
Contribution tarifaire cumulative actualisée		-1 490	-1 790	-2 068	-2 332	-2 580	-2 813	-3 032	-3 237	-3 430	-3 612	-3 783	-3 944
	Indicateur de PMT 24,78 ans												

Point de rentabilisation (PR)

	30 ans					35 ans					40 ans	
Coût de service (\$ courants)	140	142	165	150	158	165	170	174	176	179	180	181
Revenus (\$ courants)	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941
Contribution tarifaire (\$ courants)	-1 801	-1 799	-1 776	-1 791	-1 783	-1 776	-1 771	-1 767	-1 765	-1 762	-1 761	-1 760
Coût d'opération (\$ courants)	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Coût de service actualisé (excluant les coûts d'opération)	-1	0	3	1	2	3	3	3	4	4	4	3
Revenus actualisés	343	323	304	287	270	254	240	226	213	200	189	178
Contribution tarifaire actualisée	-344	-323	-301	-286	-268	-252	-236	-222	-209	-197	-185	-174
Contribution tarifaire cumulée actualisée	-1 490	-1 790	-2 068	-2 332	-2 580	-2 813	-3 032	-3 237	-3 430	-3 612	-3 783	-3 944
Coût de service résiduel (excluant les coûts d'opération)	29	30	26	25	23	21	18	14	10	7	3	0
Manque à gagner (trop perçu) cumulé	-1 461	-1 760	-2 042	-2 307	-2 557	-2 792	-3 014	-3 223	-3 420	-3 605	-3 780	-3 944

Énergir, s.e.c.

Cause tarifaire 2025-2026, R-4287-2024

ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET					REVENU REQUIS Paramètres 2024-2025 RR-Version25		
Commercial 5K m3 100% GSR 40 ans	Type de projet Type de client Région Municipalité Nb de clients potentiels	Branchement - CII - 0	Représentant Conseiller OTP 0 Coût en capital prospectif avant impôt 6,16% Coût en capital prospectif après impôt 5,56%				
En dollars (\$)	Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients			1	1	1	1	1
Volume à 100% en m³			5 209	5 209	5 209	5 209	5 209
Volume ajusté en m³			4 428	4 428	4 428	4 428	4 428
Nombre de compteur(s) - 5 ans		0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans		0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans		0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans		0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base		0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs		0	0	0	0	0	0
Frais de conduite		0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	15 829	15 829	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	1 757	1 757	0	0	0	0	0
Frais de branchement	17 586	17 586	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans		566	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	1 699	566	0	0	0	0	0
Frais UMQ	396	396	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs		0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans			0	0	0	0	0
PRC - 10 ans			0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)			0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	(300)	0	(300)	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations		0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures		0	0	0	0	0	0
Contributions clients		0	0	0	0	0	0
Investissement total	19 381,28	18 548	(300)	0	0	0	0
Coût d'opération		0	242	144	144	144	144
Autres dépenses d'exploitation		0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable			789	776	776	776	776
Taxe sur les services publics			258	243	232	221	210
Redevances			11	11	11	11	11
Impôts			110	128	145	160	172
Rendement			1 118	1 052	1 004	956	908
Revenu requis		0	2 528	2 353	2 311	2 267	2 220
Revenus			0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m³)			43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382
Revenu de distribution			1 941	1 941	1 941	1 941	1 941
Contribution tarifaire annuelle		0	587	412	370	326	279
			6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle			231	180	129	75	21
Contribution tarifaire (3 ans)		1 228	Contribution tarifaire (15 ans)		1 778		
Contribution tarifaire (5 ans)		1 691	Contribution tarifaire (20 ans)		1 053		
Contribution tarifaire (10 ans)		2 106	Contribution tarifaire (40 ans)		(3 944)		
Point mort tarifaire		24,8 ans	Date d'impression : 2025-07-08 13:21				
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)		6,94%					
Indice de profitabilité (IP 40 ans)		1,18					
Commentaires :							

ÉNERGIR ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET				REVENU REQUIS Paramètres 2024-2025 RR-Version25		
Commercial 5K m3 100% GSR 40 ans	Type de projet		Branchement - CII -	Représentant		
	Type de client			Conseiller		
	Région			OTP		
	Municipalité					
Nb de clients potentiels		Coût en capital prospectif avant impôt				6,16%
		Coût en capital prospectif après impôt				5,56%
En dollars (\$)	5	6	7	8	9	10
Nombre de clients	1	1	1	1	1	1
Volume à 100% en m³	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209
Volume ajusté en m3	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	144	144	144	144	144	144
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	776	776	776	776	776	776
Taxe sur les services publics	210	199	188	176	165	154
Redevances	11	11	11	11	11	11
Impôts	172	182	191	198	204	208
Rendement	908	860	813	765	717	669
Revenu requis	2 220	2 172	2 121	2 070	2 016	1 962
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m³)	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382
Revenu de distribution	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941
Contribution tarifaire annuelle	279	231	180	129	75	21
		11	12	13	14	15
Contribution tarifaire annuelle		(35)	(91)	(149)	(207)	(266)
Contribution tarifaire (3 ans)		1 228		Contribution tarifaire (15 ans)		1 778
Contribution tarifaire (5 ans)		1 691		Contribution tarifaire (20 ans)		1 053
Contribution tarifaire (10 ans)		2 106		Contribution tarifaire (40 ans)		(3 944)
Point mort tarifaire		24,8 ans		Date d'impression : 2025-07-08 13:21		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)		6,94%				
Indice de profitabilité (IP 40 ans)		1,18				

ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET				REVENU REQUIS Paramètres 2024-2025 RR-Version25				
Commercial 5K m3 100% GSR 40 ans	Type de projet Type de client Région Municipalité Nb de clients potentiels		Branchement - CII -	Représentant Conseiller OTP Coût en capital prospectif avant impôt 6,16% Coût en capital prospectif après impôt 5,56%				
En dollars (\$)	10	11	12	13	14	15		
Nombre de clients	1	1	1	1	1	1		
Volume à 100% en m³	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209		
Volume ajusté en m3	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428		
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0		
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0		
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0		
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0		
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0		
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0		
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0		
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0		
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0		
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0		
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0		
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0		
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0		
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0		
Frais de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	566		
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0		
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	0	566		
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0		
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0		
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0		
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0		
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0		
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0		
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0		
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0		
Contributions clients	0	0	0	0	0	0		
Investissement total	0	0	0	0	0	566		
Coût d'opération	144	144	144	144	144	144		
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0		
Amortissement comptable	776	776	776	776	776	776		
Taxe sur les services publics	154	143	132	121	110	99		
Redevances	11	11	11	11	11	11		
Impôts	208	211	214	215	216	215		
Rendement	669	621	574	526	478	430		
Revenu requis	1 962	1 906	1 850	1 792	1 734	1 675		
Revenus	0	0	0	0	0	0		
Taux de distribution (¢/m³)	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382		
Revenu de distribution	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941		
Contribution tarifaire annuelle	21	(35)	(91)	(149)	(207)	(266)		
		16	17	18	19	20		
Contribution tarifaire annuelle		(303)	(380)	(434)	(490)	(547)		
Contribution tarifaire (3 ans)		1 228		Contribution tarifaire (15 ans)			1 778	
Contribution tarifaire (5 ans)		1 691		Contribution tarifaire (20 ans)			1 053	
Contribution tarifaire (10 ans)		2 106		Contribution tarifaire (40 ans)			(3 944)	
Point mort tarifaire		24,8 ans		Date d'impression : 2025-07-08 13:21				
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)		6,94%						
Indice de profitabilité (IP 40 ans)		1,18						

energir ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET				REVENU REQUIS Paramètres 2024-2025 RR-Version25		
Commercial 5K m3 100% GSR 40 ans	Type de projet	Branchement -		Représentant		
	Type de client	CII -		Conseiller		
	Région			OTP		
	Municipalité					
	Nb de clients potentiels			Coût en capital prospectif avant impôt		6,16%
				Coût en capital prospectif après impôt		5,56%
En dollars (\$)	20	21	22	23	24	25
Nombre de clients	1	1	1	1	1	1
Volume à 100% en m³	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209
Volume ajusté en m3	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	144	144	144	144	144	144
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	776	776	776	776	739	26
Taxe sur les services publics	44	32	21	10	(0)	0
Redevances	11	11	11	11	11	11
Impôts	194	194	193	191	175	(81)
Rendement	226	178	130	83	36	12
Revenu requis	1 394	1 335	1 275	1 214	1 104	112
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m³)	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382
Revenu de distribution	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941
Contribution tarifaire annuelle	(547)	(606)	(666)	(727)	(837)	(1 829)
		26	27	28	29	30
Contribution tarifaire annuelle		(1 809)	(1 806)	(1 803)	(1 801)	(1 799)
Contribution tarifaire (3 ans)		1 228		Contribution tarifaire (15 ans)		1 778
Contribution tarifaire (5 ans)		1 691		Contribution tarifaire (20 ans)		1 053
Contribution tarifaire (10 ans)		2 106		Contribution tarifaire (40 ans)		(3 944)
Point mort tarifaire		24,8 ans		Date d'impression : 2025-07-08 13:21		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)		6,94%				
Indice de profitabilité (IP 40 ans)		1,18				

Énergir, s.e.c.

Cause tarifaire 2025-2026, R-4287-2024

ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET				REVENU REQUIS Paramètres 2024-2025 RR-Version25		
Commercial 5K m3 100% GSR 40 ans	Type de projet Type de client Région Municipalité Nb de clients potentiels		Branchement - CII -	Représentant Conseiller OTP Coût en capital prospectif avant impôt 6,16% Coût en capital prospectif après impôt 5,56%		
En dollars (\$)	35	36	37	38	39	40
Nombre de clients	1	1	1	1	1	1
Volume à 100% en m³	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209
Volume ajusté en m3	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	144	144	144	144	144	144
Autres dépenses d'exploitation	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	38	38	38	38	38	38
Taxe sur les services publics	0	0	0	0	0	0
Redevances	11	11	11	11	11	11
Impôts	(47)	(41)	(36)	(31)	(27)	(24)
Rendement	24	22	20	17	15	13
Revenu requis	170	174	176	179	180	181
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m³)	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382
Revenu de distribution	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941
Contribution tarifaire annuelle	(1 771)	(1 767)	(1 765)	(1 762)	(1 761)	(1 760)
Contribution tarifaire annuelle						
Contribution tarifaire (3 ans)		1 228		Contribution tarifaire (15 ans)		1 778
Contribution tarifaire (5 ans)		1 691		Contribution tarifaire (20 ans)		1 053
Contribution tarifaire (10 ans)		2 106		Contribution tarifaire (40 ans)		(3 944)
Point mort tarifaire		24,8 ans		Date d'impression : 2025-07-08 13:21		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)		6,94%				
Indice de profitabilité (IP 40 ans)		1,18				



Durée Vol et Rev :

40 ans

Période d'analyse :

40 ans

Contrôles

TRI 40 ans

6,94%

IP 40 ans

1,18

PMT

25 ans

Nom du Client/Projet

Commercial 5K m3 100% GNR

Client/Projet à Charger

Description

Représentant

Type de client

CII

Municipalité

Conseiller

Type de projet

Branchement

Bureau d'affaires

Potentiel d'unités d'habitations

Longueur de conduite (MLN)

Numéro d'OTP

Clients, Volumes, Revenus, Compteurs	Total	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Nombre de clients			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nombre de compteur(s) - 5 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volume à 100% en m³			5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209
Volume ajusté en m³, après effritement	85%		4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428
Taux de distribution (en ¢/m³)			43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382
Revenu de distribution			1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941
Contribution GES			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Investissements	Total	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais entrepreneurs	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Totaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	15 829	15 829	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais entrepreneurs	1 757	1 757	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Totaux	17 586	17 586	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 15 ans	566	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - civil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - équipement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servitude	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taux UMQ (à saisir)		2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Frais UMQ	396	396	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intérêts pendant la construction	0	0																
Frais généraux corporatifs (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	18 548	18 548	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans (plus utilisé)	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC 10 ans (en moins)	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contributions racc. réseau/délai/emp (en moins)	-300	0	-300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations (en moins)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures (en moins)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contributions clients (en moins)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement total - excluant renouv. compteurs	18 248	18 548	-300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement total - incluant renouv. compteurs	19 381																	
Coûts de projets pour approbation (grille)	19 681																	
Base de calcul pour FGC (période 0)	18 548																	
FGC imputés	0																	
FGC Projets > 4M\$ ou Biométhane - Taux suggéré modifiable		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Coûts d'opération		Total	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Type de client	Nb clients		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
		CII	Nb clients - année précéd.	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
		Type de projet	ranchement	Clients 1 ^{ère} année	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				Nombre de mètres de conduite	Clients 2 ^e année	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Coûts d'opération statutaires			242	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Coûts d'opération statutaires - Cumul seulement			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts d'opération spécifiques / Coûts de chauff. temp.			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts d'opération - Total			0	242	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144

Autres dépenses d'exploitation		Total	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Économies attendues (en moins)				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contrib. client - chauffage temporaire (en moins)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts additionnels (en cours de projet ou récurrents)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres dépenses d'exploitation - Total			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



TRI 40 ans	6,94%
IP 40 ans	1,18
PMT	25 ans

Clients, Volumes, Revenus, Compteurs	Total	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Nombre de clients		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nombre de compteur(s) - 5 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volume à 100% en m³		5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209	5 209
Volume ajusté en m³, après effritement		4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428	4 428
Taux de distribution (en c/m³)		43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382	43,8382
Revenu de distribution		1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941	1 941
Contribution GES		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissements	Total	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais entrepreneurs	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Totaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	15 829	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais entrepreneurs	1 757	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Totaux	17 586	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 15 ans	566	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - civil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - équipement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projet TI - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servitude	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taux UMQ (à saisir)		2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Frais UMQ	396	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intérêts pendant la construction	0																							
Frais généraux corporatifs (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	18 548	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans (plus utilisé)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC 10 ans (en moins)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contributions racc. réseau/délai/emp (en moins)	-300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

CASEP - Immobilisations (en moins)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures (en moins)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contributions clients (en moins)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement total - excluant renouv. compteurs	18 248	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissement total - incluant renouv. compteurs	19 381																						
Coûts de projets pour approbation (grille)	19 681																						
Base de calcul pour FGC (période 0)	18 548																						
FGC imputés	0																						
FGC Projets > 4M\$ ou Biométhane - Taux suggéré modifiable		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Coûts d'opération	Total	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Type de client Type de projet Nombre de mètres de conduite		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	CII	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	ranchement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Coûts d'opération statutaires	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	
Coûts d'opération statutaires - Cumul seulement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Coûts d'opération spécifiques / Coûts de chauff. temp.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Coûts d'opération - Total	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	

Autres dépenses d'exploitation	Total	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Économies attendues (en moins)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Contrib. client - chauffage temporaire (en moins)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Coûts additionnels (en cours de projet ou récurrents)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Autres dépenses d'exploitation - Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Hypothèses des tableaux 1 et 2 :

Le solde du CFR écart de prix GSR (à récupérer)	5 800 000 \$
Le coût des achats de GSR auprès des producteurs	200 000 000 \$
Le volume d'achat de GSR par Énergir auprès des producteurs	230 000 000 m ³
Le volume d'achat volontaire (vente aux clients)	52 000 000 m ³

Pour fins d'illustration, Énergir conserve les mêmes volumes d'achats et de ventes pour les différents exercices.
Pour fins d'illustration, Énergir considère que dans la section "évolution du CFR", aucun nouvel écart de prix ne se crée suite à de nouveaux achats de GSR auprès des producteurs afin d'illustrer de façon claire la problématique soulevée par Énergir.

Tableau 1 - Méthode actuelle (Dénominateur = Ventes)										Tableau 2 - Méthode proposée (Dénominateur = Achats)									
CT année t					CT année t+2					CT année t					CT année t+2				
Tarif GSR					Tarif GSR					Tarif GSR					Tarif GSR				
Calculs			Tarif		Calculs			Tarif		Calculs			Tarif		Calculs			Tarif	
Composante 1	200 000 000 230 000 000	\$ m ³	=	86,957 ¢/m ³	Composante 1	200 000 000 230 000 000	\$ m ³	=	86,957 ¢/m ³	Composante 1	200 000 000 230 000 000	\$ m ³	=	86,957 ¢/m ³	Composante 1	200 000 000 230 000 000	\$ m ³	=	86,957 ¢/m ³
Composante 2	5 800 000 52 000 000	\$ m ³	=	11,154 ¢/m ³	Composante 2	-19 853 846 52 000 000	\$ m ³	=	-38,180 ¢/m ³	Composante 2	5 800 000 230 000 000	\$ m ³	=	2,522 ¢/m ³	Composante 2	0 52 000 000	\$ m ³	=	0,000 ¢/m ³
Tarif du GSR					98,110 ¢/m ³					48,776 ¢/m ³					89,478 ¢/m ³				
Évolution du CFR année réelle t					Évolution du CFR année réelle t + 2					Évolution du CFR année réelle t					Évolution du CFR année réelle t + 2				
Solde de début	5 800 000 \$				Solde de début	(19 853 846) \$				Solde de début	5 800 000 \$				Solde de début	- \$			
retour	(25 653 846) \$ (11,154 ¢/m ³ X 230 000 000 m ³)				retour	76 360 947 \$ (-38,180 ¢/m ³ X 230 000 000 m ³)				retour	(5 800 000) \$ (2,522 ¢/m ³ X 230 000 000 m ³)				retour	- \$			
Solde de fin	(19 853 846) \$ à remettre aux clients				Solde de fin	56 507 101 \$ à récupérer des clients				Solde de fin	- \$				Solde de fin	- \$			

Date	Modèle prévisionnel (10 ³ m ³)	Consommation réelle (10 ³ m ³)	Écart (10 ³ m ³)
2023-06-01	12 349	10 357	-1 992
2023-06-02	11 590	10 336	-1 255
2023-06-03	10 773	10 124	-648
2023-06-04	11 196	10 742	-454
2023-06-05	12 349	11 359	-991
2023-06-06	12 349	11 564	-785
2023-06-07	12 705	12 048	-658
2023-06-08	12 462	11 971	-491
2023-06-09	11 590	10 853	-737
2023-06-10	10 773	9 905	-868
2023-06-11	11 196	10 095	-1 101
2023-06-12	12 349	10 331	-2 019
2023-06-13	12 349	10 399	-1 951
2023-06-14	12 349	10 773	-1 577
2023-06-15	12 349	10 820	-1 529
2023-06-16	11 590	10 364	-1 226
2023-06-17	10 773	10 238	-535
2023-06-18	11 196	10 818	-378
2023-06-19	12 349	11 581	-769
2023-06-20	12 349	11 416	-933
2023-06-21	12 349	11 331	-1 018
2023-06-22	12 349	10 120	-2 229
2023-06-23	11 590	8 014	-3 577
2023-06-24	10 773	8 002	-2 770
2023-06-25	11 196	9 653	-1 542
2023-06-26	12 349	10 419	-1 930
2023-06-27	12 349	10 509	-1 840
2023-06-28	12 349	10 804	-1 546
2023-06-29	12 349	10 397	-1 952
2023-06-30	11 590	9 426	-2 165
2023-07-01	10 773	9 115	-1 658
2023-07-02	11 196	10 065	-1 131
2023-07-03	12 349	10 675	-1 675
2023-07-04	12 349	10 566	-1 783
2023-07-05	12 349	10 148	-2 201
2023-07-06	12 349	10 160	-2 189
2023-07-07	11 590	9 754	-1 836
2023-07-08	10 773	9 062	-1 711
2023-07-09	11 196	9 436	-1 760
2023-07-10	12 349	10 518	-1 831
2023-07-11	12 349	10 640	-1 709
2023-07-12	12 349	10 477	-1 872

Date	Modèle prévisionnel (10^3 m^3)	Consommation réelle (10^3 m^3)	Écart (10^3 m^3)
2023-07-13	12 349	10 283	-2 067
2023-07-14	11 590	10 186	-1 405
2023-07-15	10 773	9 403	-1 370
2023-07-16	11 196	9 817	-1 379
2023-07-17	12 349	10 703	-1 646
2023-07-18	12 349	10 916	-1 433
2023-07-19	12 349	11 064	-1 285
2023-07-20	12 349	10 673	-1 676
2023-07-21	11 590	10 118	-1 472
2023-07-22	10 773	9 372	-1 401
2023-07-23	11 196	9 974	-1 222
2023-07-24	12 349	10 692	-1 658
2023-07-25	12 349	10 741	-1 608
2023-07-26	12 349	10 443	-1 906
2023-07-27	12 349	10 492	-1 857
2023-07-28	11 590	9 907	-1 684
2023-07-29	10 773	9 866	-907
2023-07-30	11 196	9 987	-1 209
2023-07-31	12 349	10 463	-1 886
2023-08-01	12 349	10 764	-1 586
2023-08-02	12 349	10 681	-1 668
2023-08-03	12 349	10 252	-2 097
2023-08-04	11 590	9 942	-1 648
2023-08-05	10 773	9 672	-1 101
2023-08-06	11 196	9 767	-1 429
2023-08-07	12 349	10 629	-1 720
2023-08-08	12 349	10 582	-1 767
2023-08-09	12 349	9 701	-2 649
2023-08-10	12 349	10 252	-2 097
2023-08-11	11 590	7 266	-4 324
2023-08-12	10 773	6 505	-4 268
2023-08-13	11 196	7 066	-4 130
2023-08-14	12 349	7 478	-4 872
2023-08-15	12 349	8 721	-3 629
2023-08-16	12 349	9 872	-2 477
2023-08-17	12 349	9 958	-2 391
2023-08-18	11 590	9 773	-1 817
2023-08-19	10 773	9 704	-1 068
2023-08-20	11 196	9 831	-1 365
2023-08-21	12 349	8 492	-3 857
2023-08-22	12 349	10 761	-1 588
2023-08-23	12 349	10 638	-1 712
2023-08-24	12 349	10 503	-1 846
2023-08-25	11 590	9 603	-1 987

Date	Modèle prévisionnel (10 ³ m ³)	Consommation réelle (10 ³ m ³)	Écart (10 ³ m ³)
2023-08-26	10 773	8 993	-1 779
2023-08-27	11 196	9 876	-1 320
2023-08-28	12 349	10 453	-1 897
2023-08-29	12 349	10 068	-2 282
2023-08-30	12 349	10 974	-1 375
2023-08-31	12 349	10 962	-1 388
2023-09-01	11 590	9 866	-1 725
2023-09-02	10 773	8 833	-1 940
2023-09-03	11 196	8 620	-2 576
2023-09-04	12 349	9 005	-3 344
2023-09-05	12 349	9 276	-3 073
2023-09-06	12 349	9 399	-2 950
2023-09-07	12 349	9 628	-2 721
2023-09-08	11 590	9 375	-2 215
2023-09-09	10 773	9 454	-1 319
2023-09-10	11 196	10 334	-862
2023-09-11	12 349	11 139	-1 210
2023-09-12	12 349	11 122	-1 227
2023-09-13	12 349	11 430	-919
2023-09-14	12 349	11 916	-433
2023-09-15	11 590	10 862	-728
2023-09-16	10 773	10 062	-711
2023-09-17	11 196	10 459	-737
2023-09-18	12 349	11 443	-906
2023-09-19	12 349	11 733	-616
2023-09-20	12 349	11 893	-456
2023-09-21	12 349	11 662	-688
2023-09-22	11 590	10 812	-779
2023-09-23	10 773	9 766	-1 006
2023-09-24	11 196	10 511	-685
2023-09-25	12 349	11 695	-655
2023-09-26	12 797	12 144	-653
2023-09-27	12 494	11 837	-657
2023-09-28	12 349	11 743	-606
2023-09-29	11 590	11 035	-555
2023-09-30	10 773	10 101	-671
2023-10-01	11 196	10 511	-685
2023-10-02	12 349	11 075	-1 275
2023-10-03	12 349	10 699	-1 650
2023-10-04	12 349	10 713	-1 637
2023-10-05	12 349	10 754	-1 595
2023-10-06	11 590	10 299	-1 291
2023-10-07	10 985	10 371	-614
2023-10-08	12 788	10 966	-1 822

Date	Modèle prévisionnel ($10^3 m^3$)	Consommation réelle ($10^3 m^3$)	Écart ($10^3 m^3$)
2023-10-09	14 186	12 004	-2 182
2023-10-10	14 159	12 910	-1 249
2023-10-11	14 298	13 520	-778
2023-10-12	14 788	12 924	-1 865
2023-10-13	13 309	12 712	-597
2023-10-14	12 742	12 609	-133
2023-10-15	12 814	12 885	71
2023-10-16	13 657	13 682	25
2023-10-17	13 927	13 932	4
2023-10-18	13 276	13 789	514
2023-10-19	12 612	13 509	897
2023-10-20	11 623	12 129	506
2023-10-21	11 992	12 351	358
2023-10-22	14 528	14 243	-285
2023-10-23	16 483	15 478	-1 005
2023-10-24	14 810	14 512	-298
2023-10-25	12 815	13 100	285
2023-10-26	12 349	13 120	771
2023-10-27	11 590	11 885	294
2023-10-28	13 588	13 898	310
2023-10-29	17 039	15 672	-1 367
2023-10-30	19 967	18 155	-1 811
2023-10-31	20 808	18 879	-1 928
2023-11-01	21 422	19 961	-1 461
2023-11-02	18 741	18 624	-117
2023-11-03	14 881	15 999	1 118
2023-11-04	15 393	15 590	196
2023-11-05	18 550	17 966	-584
2023-11-06	18 246	17 981	-265
2023-11-07	19 536	18 826	-710
2023-11-08	20 791	20 390	-402
2023-11-09	20 592	20 297	-295
2023-11-10	19 100	18 621	-479
2023-11-11	18 905	18 825	-80
2023-11-12	20 412	20 113	-298
2023-11-13	21 376	20 785	-591
2023-11-14	19 801	19 465	-336
2023-11-15	18 092	18 303	212
2023-11-16	16 666	17 338	672
2023-11-17	16 217	16 817	600
2023-11-18	17 955	17 593	-362
2023-11-19	20 505	19 666	-839
2023-11-20	23 248	22 359	-889
2023-11-21	21 694	21 032	-662

Date	Modèle prévisionnel ($10^3 m^3$)	Consommation réelle ($10^3 m^3$)	Écart ($10^3 m^3$)
2023-11-22	19 833	19 677	-156
2023-11-23	20 998	20 736	-262
2023-11-24	24 255	23 790	-466
2023-11-25	20 818	19 859	-959
2023-11-26	18 785	19 403	618
2023-11-27	21 029	21 194	166
2023-11-28	24 777	24 035	-742
2023-11-29	23 192	22 713	-479
2023-11-30	19 307	19 662	355
2023-12-01	18 015	18 235	220
2023-12-02	19 521	19 130	-391
2023-12-03	21 647	20 748	-899
2023-12-04	23 796	23 127	-670
2023-12-05	26 043	24 483	-1 560
2023-12-06	27 842	26 003	-1 839
2023-12-07	27 502	25 811	-1 692
2023-12-08	25 453	23 643	-1 809
2023-12-09	19 829	19 400	-429
2023-12-10	18 400	18 805	405
2023-12-11	22 325	22 299	-26
2023-12-12	21 804	21 466	-338
2023-12-13	24 585	24 322	-263
2023-12-14	22 347	22 204	-143
2023-12-15	18 621	18 605	-15
2023-12-16	18 935	19 307	372
2023-12-17	16 819	17 722	903
2023-12-18	17 792	17 916	124
2023-12-19	22 548	22 585	37
2023-12-20	24 314	23 475	-839
2023-12-21	25 946	24 951	-995
2023-12-22	24 935	23 468	-1 467
2023-12-23	21 411	19 888	-1 523
2023-12-24	19 384	17 709	-1 674
2023-12-25	18 851	16 348	-2 504
2023-12-26	18 524	16 675	-1 850
2023-12-27	19 858	18 219	-1 639
2023-12-28	20 120	18 182	-1 938
2023-12-29	19 480	18 315	-1 165
2023-12-30	21 233	19 340	-1 894
2023-12-31	23 329	20 275	-3 054
2024-01-01	25 015	20 667	-4 348
2024-01-02	22 409	20 094	-2 315
2024-01-03	21 502	20 444	-1 059
2024-01-04	26 918	25 484	-1 434

Date	Modèle prévisionnel (10 ³ m ³)	Consommation réelle (10 ³ m ³)	Écart (10 ³ m ³)
2024-01-05	26 126	24 353	-1 773
2024-01-06	26 400	24 633	-1 767
2024-01-07	25 166	23 378	-1 788
2024-01-08	25 395	24 528	-867
2024-01-09	24 038	23 689	-349
2024-01-10	22 732	22 406	-325
2024-01-11	24 657	24 855	197
2024-01-12	24 702	24 051	-651
2024-01-13	22 510	21 945	-565
2024-01-14	24 404	23 896	-507
2024-01-15	26 267	25 754	-514
2024-01-16	27 592	26 950	-642
2024-01-17	28 624	27 717	-907
2024-01-18	28 670	27 250	-1 420
2024-01-19	30 063	28 653	-1 411
2024-01-20	28 546	26 276	-2 269
2024-01-21	28 182	27 253	-929
2024-01-22	24 542	24 055	-488
2024-01-23	26 241	26 489	248
2024-01-24	25 114	25 519	406
2024-01-25	22 165	21 992	-173
2024-01-26	20 900	21 601	701
2024-01-27	19 393	19 675	282
2024-01-28	20 099	20 315	215
2024-01-29	24 527	24 621	94
2024-01-30	25 581	25 419	-162
2024-01-31	22 128	22 054	-74
2024-02-01	21 056	21 003	-53
2024-02-02	22 874	22 387	-487
2024-02-03	23 192	21 932	-1 260
2024-02-04	23 870	22 603	-1 267
2024-02-05	24 566	23 466	-1 100
2024-02-06	24 137	22 786	-1 351
2024-02-07	22 302	21 204	-1 098
2024-02-08	20 953	19 987	-966
2024-02-09	17 892	17 867	-25
2024-02-10	16 929	15 974	-956
2024-02-11	18 943	18 234	-710
2024-02-12	21 909	21 355	-554
2024-02-13	24 337	22 328	-2 009
2024-02-14	26 764	25 367	-1 398
2024-02-15	25 734	23 709	-2 025
2024-02-16	25 107	23 051	-2 056
2024-02-17	26 818	24 517	-2 300

Date	Modèle prévisionnel ($10^3 m^3$)	Consommation réelle ($10^3 m^3$)	Écart ($10^3 m^3$)
2024-02-18	26 154	24 355	-1 799
2024-02-19	28 391	27 474	-917
2024-02-20	27 669	26 811	-857
2024-02-21	15 979	21 625	5 646
2024-02-22	17 937	20 386	2 448
2024-02-23	23 281	22 631	-651
2024-02-24	26 205	24 815	-1 390
2024-02-25	22 112	20 782	-1 331
2024-02-26	20 954	20 388	-566
2024-02-27	16 446	16 793	347
2024-02-28	21 588	20 718	-871
2024-02-29	27 956	28 098	142
2024-03-01	23 689	22 600	-1 089
2024-03-02	18 453	18 395	-58
2024-03-03	17 357	18 081	724
2024-03-04	17 754	18 325	571
2024-03-05	16 560	16 490	-70
2024-03-06	18 590	19 184	593
2024-03-07	19 858	19 772	-85
2024-03-08	18 984	18 586	-398
2024-03-09	18 092	17 977	-115
2024-03-10	20 447	20 119	-327
2024-03-11	21 701	21 268	-433
2024-03-12	20 054	19 469	-584
2024-03-13	19 299	18 924	-374
2024-03-14	17 309	16 925	-385
2024-03-15	16 684	16 567	-117
2024-03-16	16 884	16 740	-144
2024-03-17	18 335	17 942	-392
2024-03-18	21 246	20 624	-622
2024-03-19	21 865	20 745	-1 120
2024-03-20	23 208	22 068	-1 140
2024-03-21	27 024	25 832	-1 192
2024-03-22	24 944	23 390	-1 554
2024-03-23	24 719	23 213	-1 506
2024-03-24	22 840	21 538	-1 302
2024-03-25	20 469	20 016	-454
2024-03-26	17 568	17 984	416
2024-03-27	16 200	16 794	595
2024-03-28	17 710	17 690	-20
2024-03-29	18 296	17 290	-1 006
2024-03-30	17 999	17 111	-887
2024-03-31	17 459	16 052	-1 407
2024-04-01	19 140	17 372	-1 768

Date	Modèle prévisionnel ($10^3 m^3$)	Consommation réelle ($10^3 m^3$)	Écart ($10^3 m^3$)
2024-04-02	17 964	17 097	-867
2024-04-03	19 243	18 525	-718
2024-04-04	20 886	20 028	-858
2024-04-05	18 638	17 645	-994
2024-04-06	17 118	16 171	-947
2024-04-07	15 956	15 220	-736
2024-04-08	14 912	14 425	-487
2024-04-09	14 234	14 214	-20
2024-04-10	13 966	14 111	145
2024-04-11	13 362	13 888	525
2024-04-12	12 648	13 131	483
2024-04-13	15 430	14 595	-835
2024-04-14	15 074	13 964	-1 110
2024-04-15	15 547	14 770	-777
2024-04-16	16 980	16 113	-867
2024-04-17	16 733	15 539	-1 194
2024-04-18	16 255	15 526	-729
2024-04-19	14 167	14 001	-166
2024-04-20	15 183	14 230	-953
2024-04-21	17 847	16 553	-1 295
2024-04-22	18 142	16 583	-1 559
2024-04-23	13 779	13 554	-225
2024-04-24	19 144	19 232	88
2024-04-25	19 129	17 178	-1 951
2024-04-26	15 139	14 416	-723
2024-04-27	11 431	12 256	825
2024-04-28	12 327	13 369	1 042
2024-04-29	14 656	14 719	63
2024-04-30	16 188	15 772	-416
2024-05-01	14 001	13 644	-357
2024-05-02	14 054	14 154	99
2024-05-03	12 056	12 359	302
2024-05-04	10 773	11 537	765
2024-05-05	12 124	12 787	663
2024-05-06	12 638	12 427	-211
2024-05-07	12 349	12 202	-147
2024-05-08	14 070	13 807	-262
2024-05-09	14 399	13 627	-772
2024-05-10	12 415	12 087	-328
2024-05-11	10 885	10 972	87
2024-05-12	11 196	11 655	459
2024-05-13	12 349	11 818	-531
2024-05-14	12 349	11 834	-515
2024-05-15	12 349	12 279	-70

Date	Modèle prévisionnel (10 ³ m ³)	Consommation réelle (10 ³ m ³)	Écart (10 ³ m ³)
2024-05-16	12 349	12 232	-117
2024-05-17	11 590	10 687	-903
2024-05-18	10 773	10 030	-743
2024-05-19	11 196	9 610	-1 586
2024-05-20	12 349	10 150	-2 199
2024-05-21	12 349	10 606	-1 744
2024-05-22	12 349	10 290	-2 059
2024-05-23	12 349	11 136	-1 213
2024-05-24	11 590	10 962	-628
2024-05-25	10 773	9 914	-859
2024-05-26	11 196	10 185	-1 011
2024-05-27	12 349	11 085	-1 264
2024-05-28	12 349	11 859	-491
2024-05-29	12 349	12 181	-168
2024-05-30	12 349	11 526	-824
2024-05-31	11 590	10 582	-1 008
2024-06-01	10 773	9 747	-1 026
2024-06-02	11 196	10 277	-919
2024-06-03	12 349	10 595	-1 754
2024-06-04	12 349	10 343	-2 006
2024-06-05	12 349	10 416	-1 933
2024-06-06	12 349	10 315	-2 035
2024-06-07	11 590	10 043	-1 547
2024-06-08	10 773	9 552	-1 220
2024-06-09	11 196	10 341	-855
2024-06-10	12 349	11 170	-1 179
2024-06-11	12 349	10 995	-1 354
2024-06-12	12 349	11 092	-1 257
2024-06-13	12 349	10 625	-1 724
2024-06-14	11 590	10 490	-1 101
2024-06-15	10 773	9 655	-1 118
2024-06-16	11 196	10 247	-949
2024-06-17	12 349	10 474	-1 875
2024-06-18	12 349	9 985	-2 364
2024-06-19	12 349	10 202	-2 147
2024-06-20	12 349	10 191	-2 158
2024-06-21	11 590	10 129	-1 461
2024-06-22	10 773	9 263	-1 509
2024-06-23	11 196	8 040	-3 156
2024-06-24	12 349	8 392	-3 957
2024-06-25	12 349	9 176	-3 174
2024-06-26	12 349	10 422	-1 928
2024-06-27	12 349	11 776	-574
2024-06-28	11 590	10 307	-1 283

Date	Modèle prévisionnel (10^3 m^3)	Consommation réelle (10^3 m^3)	Écart (10^3 m^3)
2024-06-29	10 773	9 422	-1 351
2024-06-30	11 196	9 416	-1 780
2024-07-01	12 349	10 087	-2 262
2024-07-02	12 349	10 814	-1 536
2024-07-03	12 349	10 706	-1 643
2024-07-04	12 349	10 677	-1 672
2024-07-05	11 590	9 976	-1 614
2024-07-06	10 773	9 281	-1 492
2024-07-07	11 196	9 875	-1 321
2024-07-08	12 349	10 210	-2 140
2024-07-09	12 349	10 322	-2 027
2024-07-10	12 349	10 516	-1 834
2024-07-11	12 349	10 559	-1 791
2024-07-12	11 590	9 999	-1 592
2024-07-13	10 773	9 101	-1 672
2024-07-14	11 196	9 367	-1 829
2024-07-15	12 349	10 091	-2 258
2024-07-16	12 349	10 393	-1 956
2024-07-17	12 349	10 712	-1 637
2024-07-18	12 349	11 106	-1 244
2024-07-19	11 590	9 945	-1 646
2024-07-20	10 773	9 269	-1 503
2024-07-21	11 196	9 613	-1 583
2024-07-22	12 349	10 381	-1 968
2024-07-23	12 349	10 556	-1 793
2024-07-24	12 349	10 167	-2 182
2024-07-25	12 349	10 504	-1 846
2024-07-26	11 590	9 823	-1 767
2024-07-27	10 773	8 978	-1 795
2024-07-28	11 196	9 025	-2 171
2024-07-29	12 349	9 616	-2 733
2024-07-30	12 349	9 882	-2 468
2024-07-31	12 349	9 937	-2 413
2024-08-01	12 349	9 695	-2 654
2024-08-02	11 590	9 215	-2 376
2024-08-03	10 773	8 687	-2 085
2024-08-04	11 196	9 293	-1 903
2024-08-05	12 349	10 492	-1 857
2024-08-06	12 349	10 650	-1 699
2024-08-07	12 349	10 642	-1 707
2024-08-08	12 349	10 292	-2 058
2024-08-09	11 590	9 967	-1 623
2024-08-10	10 773	9 325	-1 448
2024-08-11	11 196	9 552	-1 644

Date	Modèle prévisionnel ($10^3 m^3$)	Consommation réelle ($10^3 m^3$)	Écart ($10^3 m^3$)
2024-08-12	12 349	10 425	-1 925
2024-08-13	12 349	10 355	-1 994
2024-08-14	12 349	10 438	-1 912
2024-08-15	12 349	10 483	-1 866
2024-08-16	11 590	9 647	-1 944
2024-08-17	10 773	8 761	-2 012
2024-08-18	11 196	9 048	-2 148
2024-08-19	12 349	10 757	-1 592
2024-08-20	12 349	10 315	-2 035
2024-08-21	12 349	10 270	-2 079
2024-08-22	12 349	10 321	-2 028
2024-08-23	11 590	9 753	-1 837
2024-08-24	10 773	9 210	-1 563
2024-08-25	11 196	9 751	-1 444
2024-08-26	12 349	10 419	-1 930
2024-08-27	12 349	10 317	-2 033
2024-08-28	12 349	11 185	-1 165
2024-08-29	12 349	11 017	-1 333
2024-08-30	11 590	9 772	-1 818
2024-08-31	10 773	9 355	-1 418
2024-09-01	11 196	9 613	-1 583
2024-09-02	12 349	10 762	-1 587
2024-09-03	12 349	11 307	-1 042
2024-09-04	12 349	11 127	-1 222
2024-09-05	12 349	10 828	-1 521
2024-09-06	11 590	9 868	-1 723
2024-09-07	10 773	9 681	-1 092
2024-09-08	11 968	10 169	-1 799
2024-09-09	12 574	10 681	-1 894
2024-09-10	12 349	10 453	-1 896
2024-09-11	12 349	10 309	-2 041
2024-09-12	12 349	10 431	-1 918
2024-09-13	11 590	9 465	-2 126
2024-09-14	10 773	8 958	-1 815
2024-09-15	11 196	9 126	-2 070
2024-09-16	12 349	9 877	-2 473
2024-09-17	12 349	10 116	-2 233
2024-09-18	12 349	10 464	-1 885
2024-09-19	12 349	10 697	-1 652
2024-09-20	11 590	10 091	-1 499
2024-09-21	10 773	9 786	-986
2024-09-22	11 196	10 277	-919
2024-09-23	12 349	11 196	-1 153
2024-09-24	12 349	11 303	-1 046

Date	Modèle prévisionnel (10 ³ m ³)	Consommation réelle (10 ³ m ³)	Écart (10 ³ m ³)
2024-09-25	12 349	11 157	-1 193
2024-09-26	12 349	11 502	-847
2024-09-27	11 590	10 986	-605
2024-09-28	10 773	10 035	-738
2024-09-29	11 196	10 417	-779
2024-09-30	12 349	11 182	-1 167
2024-10-01	12 349	11 026	-1 324
2024-10-02	12 349	11 771	-578
2024-10-03	12 349	11 568	-781
2024-10-04	11 590	10 932	-658
2024-10-05	11 229	10 560	-669
2024-10-06	11 340	10 459	-882
2024-10-07	13 779	12 149	-1 629
2024-10-08	14 480	12 906	-1 575
2024-10-09	15 246	13 125	-2 121
2024-10-10	14 808	13 882	-926
2024-10-11	12 289	12 166	-123
2024-10-12	13 650	12 722	-928
2024-10-13	15 200	12 740	-2 460
2024-10-14	17 202	14 219	-2 984
2024-10-15	17 500	15 057	-2 444
2024-10-16	17 575	16 301	-1 273
2024-10-17	16 473	15 792	-681
2024-10-18	14 212	14 257	45
2024-10-19	12 032	12 891	859
2024-10-20	11 421	12 681	1 260
2024-10-21	12 349	13 507	1 158
2024-10-22	12 349	13 058	709
2024-10-23	12 349	13 691	1 341
2024-10-24	15 724	15 949	225
2024-10-25	15 184	15 033	-152
2024-10-26	16 038	15 342	-696
2024-10-27	18 696	17 892	-804
2024-10-28	19 480	18 715	-765
2024-10-29	15 775	16 145	370
2024-10-30	12 895	12 553	-343
2024-10-31	12 349	12 620	271
2024-11-01	15 082	15 190	108
2024-11-02	17 746	16 418	-1 328
2024-11-03	18 254	16 994	-1 261
2024-11-04	16 883	17 160	277
2024-11-05	13 249	13 365	116
2024-11-06	12 821	14 511	1 690
2024-11-07	14 934	15 744	810

Date	Modèle prévisionnel (10 ³ m ³)	Consommation réelle (10 ³ m ³)	Écart (10 ³ m ³)
2024-11-08	16 611	16 573	-39
2024-11-09	16 926	16 014	-911
2024-11-10	15 658	15 104	-554
2024-11-11	16 242	15 925	-317
2024-11-12	19 701	19 364	-337
2024-11-13	21 527	20 531	-996
2024-11-14	21 091	20 288	-803
2024-11-15	17 960	17 149	-811
2024-11-16	16 345	15 842	-503
2024-11-17	16 519	16 608	90
2024-11-18	17 308	17 268	-41
2024-11-19	17 508	17 176	-332
2024-11-20	17 225	17 301	76
2024-11-21	17 277	17 436	159
2024-11-22	17 272	16 965	-306
2024-11-23	17 045	16 343	-702
2024-11-24	19 340	18 387	-954
2024-11-25	20 530	19 426	-1 105
2024-11-26	20 065	19 046	-1 019
2024-11-27	19 578	18 721	-856
2024-11-28	20 403	19 424	-979
2024-11-29	20 438	18 896	-1 542
2024-11-30	20 155	18 653	-1 502
2024-12-01	21 579	20 249	-1 330
2024-12-02	23 015	21 289	-1 726
2024-12-03	23 458	21 918	-1 540
2024-12-04	22 647	21 585	-1 062
2024-12-05	23 577	22 134	-1 443
2024-12-06	25 206	23 934	-1 273
2024-12-07	23 754	21 428	-2 326
2024-12-08	23 037	21 107	-1 931
2024-12-09	25 016	23 765	-1 252
2024-12-10	21 359	20 783	-576
2024-12-11	20 620	20 193	-427
2024-12-12	24 443	24 061	-382
2024-12-13	25 433	24 816	-617
2024-12-14	25 999	24 290	-1 709
2024-12-15	25 235	23 303	-1 933
2024-12-16	21 161	20 460	-701
2024-12-17	19 218	19 024	-193
2024-12-18	20 514	20 336	-179
2024-12-19	25 470	24 769	-701
2024-12-20	26 641	24 478	-2 163
2024-12-21	28 292	25 935	-2 357

Date	Modèle prévisionnel (10 ³ m ³)	Consommation réelle (10 ³ m ³)	Écart (10 ³ m ³)
2024-12-22	29 260	26 856	-2 404
2024-12-23	27 775	24 862	-2 913
2024-12-24	27 523	22 778	-4 745
2024-12-25	28 275	22 579	-5 695
2024-12-26	28 345	23 650	-4 695
2024-12-27	26 359	23 105	-3 254
2024-12-28	22 328	19 485	-2 843
2024-12-29	18 062	16 858	-1 204
2024-12-30	18 318	16 751	-1 567
2024-12-31	19 230	16 936	-2 294
2025-01-01	21 093	17 631	-3 461
2025-01-02	24 461	21 672	-2 789
2025-01-03	26 873	24 616	-2 257
2025-01-04	27 575	25 212	-2 363
2025-01-05	29 159	26 909	-2 250
2025-01-06	29 338	27 475	-1 863
2025-01-07	29 166	27 571	-1 595
2025-01-08	30 259	28 747	-1 513
2025-01-09	28 135	26 777	-1 357
2025-01-10	26 078	24 826	-1 252
2025-01-11	24 577	23 038	-1 539
2025-01-12	23 969	22 932	-1 037
2025-01-13	24 430	23 407	-1 023
2025-01-14	25 970	24 796	-1 175
2025-01-15	26 780	26 331	-449
2025-01-16	25 538	25 071	-467
2025-01-17	22 675	22 158	-517
2025-01-18	21 321	20 643	-679
2025-01-19	26 632	25 445	-1 187
2025-01-20	31 750	28 522	-3 228
2025-01-21	31 813	28 743	-3 070
2025-01-22	29 684	27 946	-1 738
2025-01-23	28 077	27 437	-640
2025-01-24	29 267	28 014	-1 253
2025-01-25	25 363	23 856	-1 507
2025-01-26	24 194	23 161	-1 033
2025-01-27	25 715	24 245	-1 470
2025-01-28	29 629	28 056	-1 573
2025-01-29	31 170	28 684	-2 486
2025-01-30	29 614	28 273	-1 341
2025-01-31	27 675	25 924	-1 751
2025-02-01	30 147	28 940	-1 207
2025-02-02	28 980	27 181	-1 799
2025-02-03	25 526	24 059	-1 468

Date	Modèle prévisionnel (10 ³ m ³)	Consommation réelle (10 ³ m ³)	Écart (10 ³ m ³)
2025-02-04	28 796	27 526	-1 269
2025-02-05	31 412	30 135	-1 277
2025-02-06	27 704	26 656	-1 048
2025-02-07	26 038	24 973	-1 065
2025-02-08	24 752	23 203	-1 548
2025-02-09	24 993	23 813	-1 180
2025-02-10	27 557	26 801	-755
2025-02-11	29 404	27 295	-2 110
2025-02-12	29 520	27 527	-1 993
2025-02-13	28 450	26 832	-1 618
2025-02-14	28 059	26 936	-1 123
2025-02-15	27 608	25 752	-1 856
2025-02-16	29 249	26 438	-2 811
2025-02-17	32 029	28 050	-3 979
2025-02-18	32 179	28 747	-3 432
2025-02-19	30 868	28 528	-2 340
2025-02-20	28 131	26 632	-1 499
2025-02-21	27 421	26 250	-1 172
2025-02-22	23 546	22 540	-1 006
2025-02-23	22 906	22 264	-641
2025-02-24	20 541	20 720	179
2025-02-25	19 486	18 753	-733
2025-02-26	22 014	21 961	-53
2025-02-27	23 297	22 516	-781
2025-02-28	25 209	24 187	-1 022
2025-03-01	27 849	25 150	-2 700
2025-03-02	30 955	28 247	-2 708
2025-03-03	26 968	25 047	-1 921
2025-03-04	21 785	21 450	-334
2025-03-05	18 916	19 557	641
2025-03-06	22 841	22 397	-444
2025-03-07	24 507	23 386	-1 121
2025-03-08	23 744	22 658	-1 086
2025-03-09	22 402	21 299	-1 104
2025-03-10	21 814	21 281	-533
2025-03-11	21 246	20 550	-696
2025-03-12	24 003	23 849	-154
2025-03-13	22 123	20 792	-1 331
2025-03-14	18 285	17 618	-667
2025-03-15	14 039	14 860	821
2025-03-16	13 807	15 402	1 595
2025-03-17	19 886	20 194	308
2025-03-18	20 368	19 119	-1 249
2025-03-19	15 348	15 814	466

Date	Modèle prévisionnel (10 ³ m ³)	Consommation réelle (10 ³ m ³)	Écart (10 ³ m ³)
2025-03-20	15 466	15 857	391
2025-03-21	18 217	17 737	-480
2025-03-22	20 418	19 414	-1 004
2025-03-23	22 638	21 582	-1 056
2025-03-24	21 687	21 046	-641
2025-03-25	20 480	20 013	-468
2025-03-26	20 723	20 199	-523
2025-03-27	20 562	19 720	-842
2025-03-28	21 680	20 560	-1 121
2025-03-29	21 072	19 515	-1 557
2025-03-30	20 077	19 551	-526
2025-03-31	19 337	18 929	-408
2025-04-01	22 335	22 003	-333
2025-04-02	21 611	19 772	-1 839
2025-04-03	17 265	17 105	-159
2025-04-04	16 816	17 359	542
2025-04-05	16 626	17 019	393
2025-04-06	17 846	18 032	185
2025-04-07	19 319	18 386	-934
2025-04-08	22 991	22 084	-907
2025-04-09	22 652	20 674	-1 978
2025-04-10	19 268	18 241	-1 027
2025-04-11	17 313	16 884	-429
2025-04-12	15 665	15 036	-629
2025-04-13	15 281	14 873	-408
2025-04-14	14 048	13 982	-66
2025-04-15	16 603	16 112	-491
2025-04-16	20 018	19 069	-949
2025-04-17	18 698	17 010	-1 688
2025-04-18	13 879	13 350	-529
2025-04-19	12 393	12 836	443
2025-04-20	15 714	14 688	-1 026
2025-04-21	15 556	13 972	-1 584
2025-04-22	15 637	15 388	-249
2025-04-23	15 515	14 367	-1 147
2025-04-24	14 049	12 777	-1 272
2025-04-25	12 592	12 663	71
2025-04-26	14 448	14 093	-355
2025-04-27	13 656	13 028	-628
2025-04-28	12 799	12 127	-672
2025-04-29	12 349	12 781	431
2025-04-30	16 135	14 997	-1 138
2025-05-01	14 098	13 255	-844
2025-05-02	11 767	11 985	218

Date	Modèle prévisionnel ($10^3 m^3$)	Consommation réelle ($10^3 m^3$)	Écart ($10^3 m^3$)
2025-05-03	11 453	11 376	-77
2025-05-04	11 421	11 325	-96
2025-05-05	12 349	11 450	-900
2025-05-06	12 349	10 484	-1 866
2025-05-07	12 664	11 777	-887
2025-05-08	15 445	13 882	-1 563
2025-05-09	15 378	13 602	-1 777
2025-05-10	13 242	11 951	-1 291
2025-05-11	12 405	11 867	-537
2025-05-12	12 574	11 530	-1 045
2025-05-13	12 349	10 834	-1 515
2025-05-14	12 349	10 317	-2 032
2025-05-15	12 349	10 214	-2 135
2025-05-16	11 590	9 773	-1 818
2025-05-17	10 773	10 021	-752
2025-05-18	12 870	10 929	-1 941
2025-05-19	15 546	12 561	-2 985
2025-05-20	14 762	13 140	-1 621
2025-05-21	13 326	12 517	-809
2025-05-22	14 522	12 813	-1 709
2025-05-23	14 918	12 886	-2 033
2025-05-24	13 507	11 571	-1 937
2025-05-25	12 003	11 361	-642
2025-05-26	12 414	11 578	-836
2025-05-27	12 349	11 253	-1 096
2025-05-28	12 349	11 298	-1 052
2025-05-29	12 349	11 717	-633
2025-05-30	11 590	10 698	-893
2025-05-31	12 074	11 110	-964
2025-06-01	13 040	12 093	-947
2025-06-02	12 783	11 760	-1 023
2025-06-03	12 349	10 696	-1 654
2025-06-04	12 349	10 545	-1 804
2025-06-05	12 349	10 568	-1 781
2025-06-06	11 590	10 040	-1 551
2025-06-07	10 773	9 407	-1 366
2025-06-08	11 196	9 882	-1 314
2025-06-09	12 349	10 762	-1 587
2025-06-10	12 349	11 079	-1 270
2025-06-11	12 349	11 032	-1 317
2025-06-12	12 349	11 479	-870
2025-06-13	11 590	10 387	-1 204
2025-06-14	10 773	9 855	-918
2025-06-15	11 196	10 058	-1 138

Date	Modèle prévisionnel ($10^3 m^3$)	Consommation réelle ($10^3 m^3$)	Écart ($10^3 m^3$)
2025-06-16	12 349	10 543	-1 806
2025-06-17	12 349	10 238	-2 111
2025-06-18	12 349	10 179	-2 170