

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE
D'AUTORISATION POUR RÉALISER UN PROJET D'INVESTISSEMENT VISANT LE RACCORDEMENT D'UN NOUVEAU SITE
D'INJECTION DE GSR ET LA RÉHABILITATION D'UNE CONDUITE À SAINTE-SOPHIE**

TARIF DE RÉCEPTION

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0022](#), p. 6, réponse 1.4 à la DDR no. 1;
 - (ii) Pièce [B-0022](#), p. 8, réponses 1.7.1 et 1.7.2 à la DDR no. 1;
 - (iii) Pièce [B-0022](#), p. 8 et 9, réponse 1.8 à la DDR no. 1;
 - (iv) Dossier R-4213-2022, pièce [B-0343](#), p. 5;
 - (v) Pièce [B-0022](#), p. 25, réponse 6.1 à la DDR no. 1;
 - (vi) Dossier R-3732-2010, décision [D-2011-108](#), p. 25 et 26;
 - (vii) Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 117 et 118.

Préambule :

(i) 1.4 *Veillez préciser si, dans le cadre du Projet, Énergir pourrait encourir des coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM afin d'acheminer le GSR d'une zone de consommation vers une autre zone de consommation. Veuillez expliquer votre réponse en tenant compte des références (iii) et (iv).*

Réponse :

Comme mentionné en réponse à la question 1.2, le producteur injectera dans une zone qui ne comprend aucun client. Énergir devra donc assurer le transport du GSR vers une autre zone de consommation et ainsi encourir des coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM. Toutefois, comme Énergir prévoit acheter le GSR produit et que le coût du transport variera en fonction des volumes livrés à chaque poste, cela entraînerait un prix d'achat fluctuant. En effet, Énergir soumet que tout coût supplémentaire au producteur se retrouverait au final dans le prix de vente du GSR.

Énergir propose donc, afin de simplifier le mécanisme d'achat, que les coûts de transport soient traités de la même manière que pour le contrat NWRN_OH conclu avec NW Natural Renewables et approuvé par la Régie dans sa décision D-2023-108, notamment au paragraphe 41 (voir référence (v) ci-dessus). Ainsi, les coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM afin d'acheminer le GSR d'une zone de consommation vers une autre zone de consommation seront fonctionnalisés au service de fourniture du GSR. » [nous soulignons]

Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie, R-4244-2023

(ii) « 1.7.1. Considérant que le Projet en référence (i) est situé au Québec, veuillez justifier la proposition d'appliquer cette méthode de fonctionnalisation au présent Projet.

Réponse :

Le projet est situé au Québec, mais c'est le premier projet qui se raccorde à une conduite de transmission. Le GSR sera donc livré à différents points de livraison. L'autre particularité du projet est que les coûts de transport par TCPL/TQM fluctueront, car ils ne dépendront pas uniquement des volumes. Plutôt que d'avoir un prix d'achat mobile géré par le producteur, Énergir propose d'en faire la gestion par la méthode de fonctionnalisation.

1.7.2. Veuillez indiquer si vous considérez que votre proposition de la référence (v) constitue une modification tarifaire. Veuillez justifier en détail votre réponse.

Réponse :

Énergir propose d'utiliser une méthode déjà approuvée par la Régie. Il ne s'agit pas d'une modification tarifaire, car Énergir ne propose pas de l'appliquer à plusieurs projets. De plus, en indiquant un taux nul pour la zone de consommation de Sainte-Sophie, aucune modification aux modalités des CST n'est requise. »

(iii) « 1.8 Veuillez fournir la structure tarifaire applicable aux infrastructures de transport TCPL/TQM dans la franchise d'Énergir. Veuillez expliquer comment cette structure tarifaire s'applique aux différentes zones de consommation. Veuillez notamment indiquer si c'est une structure tarifaire du type timbre-poste ou plutôt qui comporte une tarification spécifique pour chacune des zones de consommation du réseau d'Énergir. Veuillez illustrer votre réponse en fournissant des exemples pour différentes zones de consommation.

Réponse :

Il existe peu de services de transport sur les réseaux de TCPL et de TQM et il n'existe pas de structure tarifaire s'appliquant aux différentes zones de consommation d'Énergir.

Les services existants peuvent être retrouvés sur les sites web de TQM (Droits et services de transport (gazoductqm.com)) et de TC Énergie (Canadian Mainline - Services & Tariffs (tccustomerexpress.com))

Les services de transport existants et éventuels comportent une tarification spécifique à chaque contrat en fonction de leurs différentes particularités. Une liste des droits existants applicables au transport de GSR sur le réseau TQM peut être retrouvée au lien suivant : tqm-droits-definitifs-2023.pdf (gazoductqm.com) ». [nous soulignons]

Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie, R-4244-2023

(iv) « Nouveau contrat d'approvisionnement GSR

Le 6 septembre 2023, Énergir conclut un nouveau contrat d'approvisionnement en GSR avec WM Québec inc. (WM) (le Contrat 1 ou le contrat WM_Sainte-Sophie). Ce contrat découle de négociations de gré à gré avec WM. Énergir s'est également entendue sur un contrat cadre avec WM (Contrat 2). Ces contrats couvrent deux périodes :

1) Les trois premières années durant lesquelles Énergir achètera minimalement 50 % des volumes de GSR produits sur le site de WM à Sainte-Sophie ;

2) Les années 4 à 23 durant lesquelles Énergir achètera 100 % des volumes de GSR produits sur le site de WM à Sainte-Sophie. »

(v) « 6.1 La Régie note qu'en référence (i) les actifs de raccordement lié à l'injection de GSR n'incluent aucun autre ajout au réseau existant de TQM. Toutefois, dans le Contrat DR en référence (ii), les actifs de raccordement lié à l'injection de GSR incluent la tuyauterie de raccordement ou « Tie-in to TQM ». Veuillez expliquer de quelle manière les coûts de la tuyauterie de raccordement au réseau TQM sont prise en compte dans le projet de raccordement lié à l'injection de GSR. Veuillez préciser qui assumera les coûts reliés au « Tie-in to TQM » si le Projet venait à être annulé.

Réponse :

Les coûts de la tuyauterie de raccordement au réseau de TQM sont couverts par TQM. Cette dernière récupérera ces coûts à travers les coûts de transport qui lui seront payés par Énergir afin de déplacer le GSR d'une zone de consommation vers une autre. Toutefois, si le projet était annulé avant la mise en service des actifs de raccordement au réseau de TQM, cette dernière facturerait les dépenses qu'elle a encourues à Énergir, qui les facturerait à son tour à WM en vertu de la clause 5.2 du Contrat de service DR. L'obligation d'assumer ces coûts reposerait donc sur WM si le projet devait être annulé. » [nous soulignons]

(vi) « 5.3.2 COÛTS DE CATÉGORIE D – COÛTS ADDITIONNELS D'UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT TCPL/TQM

[92] Gaz Métro propose de facturer les clients producteurs pour les coûts de transport supplémentaires encourus lorsque le gaz injecté destiné en territoire excède la consommation de la zone où les volumes sont injectés.

[93] Lorsque le gaz naturel produit est destiné à l'extérieur du territoire de Gaz Métro, c'est la responsabilité du producteur de contracter et de payer pour la capacité sur le réseau de transport sur TCPL/TQM, Gaz Métro n'ayant pas de frais à assumer. Par contre, lorsque le gaz naturel doit

Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie, R-4244-2023

être acheminé à une autre zone de consommation à l'intérieur du territoire, Gaz Métro peut encourir des coûts additionnels résultant des réservations de capacité requises sur le réseau TCPL/TQM. Gaz Métro, en consolidant les besoins de l'ensemble des producteurs, est la mieux placée pour gérer cette activité et en minimiser les coûts. Les producteurs de gaz devront cependant assumer ceux-ci.

[94] Gaz Métro propose que le taux unitaire soit calculé à chaque dossier tarifaire sur une base prévisionnelle. Les écarts seront versés à un compte de frais reportés. Il y aura donc un compte de frais reportés pour chaque zone de consommation et ce sont les clients producteurs d'une zone donnée qui assumeront les ajustements découlant de ce compte de frais reportés.

[...]

[96] La Régie accepte la proposition de Gaz Métro d'établir un tarif pour recouvrer les coûts de transport encourus sur le réseau TCPL/TQM afin d'acheminer, lorsque requis, le gaz injecté dans une zone vers une autre zone de consommation de son territoire. Elle accepte également que le tarif soit établi sur une base prévisionnelle et que les écarts soient versés à un compte de frais reportés, pour chaque zone de consommation. »

(vii) « [480] Selon Énergir, les deux conditions suivantes sont nécessaires à l'application du tarif de réception : le gaz naturel doit être produit au Québec et injecté dans le réseau d'Énergir. La première condition permet d'exempter tout client injectant à l'extérieur du territoire, tels TCPL, Intragaz ou TQM. Ces clients injectent dans le réseau du distributeur à sa demande et les fonctions de réception et de transit sont récupérées dans les coûts de distribution car nécessaires à la distribution du gaz naturel sur le territoire. La deuxième condition exempte les producteurs québécois injectant directement dans le réseau de TQM ou de TCPL. Toutefois, si Énergir est responsable de l'investissement et des actifs de raccordement, un tarif de réception serait alors applicable.

[481] Énergir indique que, présentement, deux producteurs québécois injectent directement dans les réseaux de transport de TCPL/TQM sans aucune implication ni coût pour le Distributeur :

[...]

- Coûts D : aucun. Les producteurs paient eux-mêmes à TCPL/TQM l'utilisation des conduites de transport. » [note de bas de page omise] [nous soulignons].

Demandes :

- 1.1 Veuillez élaborer quant aux références (i) et (ii) et la proposition d'Énergir de fonctionnaliser au service de fourniture du GSR les coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM afin d'acheminer le GSR injecté par WM dans une zone qui ne comprend aucun client vers une

autre zone de consommation, notamment en regard de la méthodologie approuvée par la Régie dans sa décision D-2011-108 citée en référence (vi) visant à récupérer les coûts additionnels d'utilisation du réseau de transport TCPL/TQM, soit les coûts de catégorie D du tarif de réception.

Réponse :

Dans un premier temps, Énergir tient à spécifier que la méthodologie de fonctionnalisation des coûts de transport ne s'appliquerait que pour le GSR acheté par Énergir. Le traitement des coûts de transport TCPL/TQM dans le cas de figure où le GSR était vendu à de tierces parties est détaillé dans la réponse à la question 1.5.

Énergir reconnaît que les coûts de catégorie D visent à recouvrir des coûts additionnels pouvant résulter des réservations de capacité requises sur le réseau TCPL/TQM. Le but étant que l'ensemble des clients ne consommant pas de GSR soit gardé indemne.

Dans le cas présent, le producteur injectera dans une zone qui ne comprend aucun client. Ces coûts de transport du premier point de livraison (zone sans clients) vers un autre point de livraison surviendront automatiquement lorsque des volumes seront injectés. Selon la proposition d'Énergir, ces coûts sont considérés comme des coûts liés à son approvisionnement en GSR et récupérés à l'aide du tarif de fourniture GSR.

Cette façon de faire quand Énergir achète le GSR pour ses propres besoins permet :

- plus de simplicité : les coûts de TQM vont varier, ce qui peut amener des ajustements tarifaires;
- de récupérer auprès les coûts auprès de la bonne clientèle; et
- d'avoir le même effet que si les coûts étaient récupérés par le tarif de réception, comme expliqué en réponse à la question 1.2.

En résumé, dans le cas où Énergir achète le GSR de WM, Énergir propose d'intégrer les coûts dans le tarif de fourniture GSR plutôt que de les charger au producteur et que celui-ci les considère dans son prix de vente, pour qu'ils se retrouvent ensuite dans le tarif de fourniture GSR. Dans les deux cas, les coûts de transport TCPL/TQM ne seraient pas à la charge des clients ne consommant pas de GSR.

1.1.1. Considérant que les coûts d'utilisation des conduites de transport du réseau de TCPL/TQM sont attribuables à WM, veuillez expliquer comment la proposition d'Énergir de fonctionnaliser ces coûts via le service de fourniture du GSR respecte

le principe de l'utilisateur-payeur et est conforme au tarif de réception énoncé à la référence (vi).

Réponse :

Ces coûts de transport sont attribuables au fait qu'Énergir achète le GSR produit afin de répondre à son obligation liée au *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur*. Comme expliqué à la réponse à la question 1.1, ces coûts de transport se retrouveront dans le coût du GSR, donc récupérés auprès de la bonne clientèle.

- 1.1.2. Veuillez indiquer les motifs pour lesquels la méthodologie approuvée en 2011 (référence (vi)) ne peut être appliquée dans le cadre du présent projet d'Énergir, afin de récupérer les *Coûts de catégorie D*, en tenant compte de la réponse fournie par Énergir en référence (ii).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.1.

- 1.2 Énergir commente à la référence (i) : « *Toutefois, comme Énergir prévoit acheter le GSR produit et que le coût du transport variera en fonction des volumes livrés à chaque poste, cela entraînerait un prix d'achat fluctuant. En effet, Énergir soumet que tout coût supplémentaire au producteur se retrouverait au final dans le prix de vente du GSR* ».

La Régie comprend que :

- « ***tout coût supplémentaire au producteur*** », soit le coût de transport sur le réseau de TCPL/TQM (Coûts de catégorie D/Tarif de réception);
- « ***se retrouverait au final dans le prix de vente du GSR*** », soit le coût d'achat de la molécule GSR par Énergir qui serait augmentée par les coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM.

La Régie comprend que si les coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM étaient facturés à WM par le biais du tarif de réception et que ces coûts se retrouvaient ensuite dans le prix de vente du GSR, le résultat serait neutre pour la clientèle d'Énergir. En effet, les coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM seraient facturés au producteur à travers le tarif de réception et en contrepartie ce dernier (le producteur) les « refacturerait » à Énergir à travers le coût d'achat de la molécule GSR par Énergir.

Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie, R-4244-2023

À l'inverse, la Régie comprend que la méthodologie proposée par Énergir, au présent dossier, n'est pas neutre pour la clientèle puisque selon cette méthode WM serait exempté de l'application des coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM et la clientèle, quant à elle, assumerait ces coûts en raison du fait qu'ils seraient fonctionnalisés au service de fourniture du GSR.

Veuillez confirmer cette compréhension de la Régie et expliquer votre proposition.

Réponse :

La méthodologie proposée par Énergir est neutre pour la clientèle puisque le coût de transport se retrouve dans le tarif de fourniture de GSR, de la même façon qu'il s'y serait retrouvé si les frais de transport avaient été facturés au producteur.

À titre d'exemple, si le producteur se voyait facturer les coûts de transport de TCPL/TQM, ce dernier vendrait son GSR à Énergir au prix de 73,17 ¢/m³ (plutôt qu'au prix de 72 ¢/m³) afin de tenir compte des coûts supplémentaires de 1,17 ¢/m³ et ainsi, atteindre le même niveau de rentabilité pour son projet. Énergir propose donc d'intégrer ces coûts directement dans le tarif de fourniture GSR, par la fonctionnalisation proposée.

Tableau Q-1.2
Fonctionnalisation proposée (Exemple)

	(¢/m ³)
(1) Prix d'achat au producteur de GSR WM	72,00
(2) (+) Coût de transport entre le 1er point de livraison et la zone de consommation (ZC)	1,17
(3) Coût d'achat du GSR à la ZC (1)+(2)	73,17

Les taux présentés dans le tableau Q-1.2 sont fictifs et ne servent qu'à faciliter la compréhension de la méthodologie proposée par Énergir.

- 1.3 Veuillez préciser pourquoi ces coûts ne devraient pas être facturés à WM par le biais du tarif au point de livraison, en tenant compte des deux conditions nécessaires à l'application du tarif de réception stipulées en référence (vii). Alors que présentement deux producteurs

Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie, R-4244-2023

québécois injectant directement dans les réseaux de TCPL/TQM assument eux-mêmes ces frais de transport.

Réponse :

Veillez vous référer aux réponses aux questions 1.1 et 1.2.

- 1.4 En fonction de la référence (iii), veuillez déposer un exemple chiffré présentant le coût par mètre cube ($\$/m^3$) payé par WM ou Énergir pour l'utilisation de la conduite TCPL/TQM. Veuillez inclure dans votre réponse une explication relative aux fluctuations de coûts de transport par TCPL/TQM entre les différentes zones de consommation, tel qu'indiquées à la référence (ii).

Réponse :

Énergir a estimé les frais de TQM dans le tableau Q-1.4. Il est à noter que les tarifs présentés ci-dessous sont basés sur le revenu requis de TQM de 2023 et seront appelés à fluctuer selon les tarifs finaux de TQM de 2024 :

Tableau Q-1.4
Coût payé pour l'utilisation de la conduite TCPL/TQM

	Tarifs indicatifs ($\$/GJ$)	Tarifs indicatifs (c/m^3)
Sainte-Sophie à Énergir EDA	0,31	1,17
Sainte-Sophie à Boisbriand	0,06	0,23
Sainte-Sophie à Saint-Lazare	0,15	0,57

Le tarif de transport de Sainte-Sophie à Boisbriand s'applique aux volumes produits par WM et achetés par Énergir jusqu'à concurrence du volume de livraison au poste de Boisbriand pour la journée visée. Le tarif de transport de Sainte-Sophie à Énergir EDA s'applique aux volumes produits par WM et achetés par Énergir au-delà des livraisons au poste de Boisbriand. Le tarif de transport de Sainte-Sophie à Saint-Lazare est applicable aux volumes exportés par WM.

Les coûts du tarif de Sainte-Sophie à Saint-Lazare seront imputés à WM via le tarif de réception. Les intrants qui feront varier les fluctuations des coûts de transport sont directement liés aux volumes. Par exemple, si WM produit 100 000 m^3 , qu'il en exporte 50 000 m^3 et que les volumes au poste de Boisbriand sont de 40 000 m^3 , Énergir se verra facturé par TQM :

Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie, R-4244-2023

40 000 m³ * 0,23 \$

10 000 m³ * 1,17 \$

50 000 m³ * 0,57 \$

Les deux premiers montants seront récupérés par le tarif de fourniture de GSR, par la mécanique de fonctionnalisation proposée. Le troisième montant sera traité comme un coût de catégorie D et récupéré via le tarif de réception.

Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie, R-4244-2023

1.5 La Régie comprend que pour les trois premières années du contrat, Énergir achètera minimalement 50 % des volumes de GSR produits sur le site de WM (référence (iv)). Toutefois, au-delà de ce 50 %, un autre client qu'Énergir peut acheter des volumes de GSR :

1.5.1. Le cas échéant, veuillez indiquer qui du Distributeur ou de WM assumerait les coûts de transport sur le réseau de TCPL/TQM liés à ces volumes vendus à des tierces parties;

Réponse :

Dans le cas où Énergir achèterait 50 % du GSR produit et que les volumes résiduels étaient vendus à de tierces parties, les coûts associés au transport sur le réseau de TCPL/TQM seraient récupérés de façon suivante :

- Pour le 50 % des volumes vendus à Énergir : Récupération des coûts dans le tarif de fourniture GSR, par la mécanique de fonctionnalisation proposée
- Pour le 50 % des volumes vendus à de tierces parties : Application du *Taux unitaires pour les volumes livrés en territoire (Coûts de catégorie D)*

1.5.2. Veuillez indiquer si le tarif de réception s'appliquerait dans un tel cas;

Réponse :

Veuillez-vous référer à la réponse à la question 1.5.1.

1.5.3. Veuillez indiquer comment Énergir prévoit différencier les coûts attribuables à d'autres clients de WM, ce qui inclurait les coûts de la tuyauterie de raccordement au réseau de TQM, tel que présenté en référence (v).

Réponse :

Énergir appliquerait le même traitement que celui décrit en réponse à la question 1.5.1.

1.6 Si la Régie jugeait que la proposition d'Énergir aux références (i) et (ii) constituait une modification à la méthode d'établissement du tarif de réception et conséquemment qu'elle ne pouvait l'analyser ni l'approuver dans le cadre du présent dossier mais plutôt que cette

Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie, R-4244-2023

proposition devrait être examinée lors du prochain dossier tarifaire, veuillez expliquer l'impact sur la demande d'Énergir au présent dossier. Veuillez élaborer.

Réponse :

Comme expliqué à la réponse à la question 1.1, les deux méthodes ont pour effet, au final, de récupérer les coûts dans le tarif GSR. Il ne s'agit donc pas d'une modification à la tarification du tarif de réception. Toutefois, si la Régie en jugeait autrement et souhaitait analyser le tarif de réception dans la Cause tarifaire 2024-2025, une décision devra être obtenue avant la date de début du service projetée pour l'injection de GSR, soit le 1^{er} janvier 2025.

SCÉNARIOS D'ESTIMATION DES COÛTS

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0022](#), p. 25 et 26, réponses 6.2 et 6.3 à la DDR no. 1;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 25, Tableau 5.

Préambule :

(i) « 6.2 Veuillez concilier les différents coûts du projet de raccordement pour l'injection du GSR de 33,3 M\$, 35,3 M\$ et [REDACTÉ] indiqués aux références (ii) et (iii). Veuillez élaborer.

Réponse :

Le coût pour la composante liée à l'injection de GSR est de 33,3 M\$, comme indiqué au tableau 2 de la pièce B-0004, Énergir-1, Document 1. Le coût de 35,2 M\$ du tableau 3 de la pièce B-0004 correspond au coût de 33,3 M\$ auquel sont additionnés les frais financiers estimés à 1,9 M\$ (voir note de bas de page no 6).

Le coût de [REDACTÉ] provenant du contrat de service DR, incluant [REDACTÉ] de frais financiers, résulte d'une estimation effectuée au printemps 2023. Le contrat de service a été signé en avril 2023 et l'estimation des coûts a été raffinée jusqu'au dépôt du projet en novembre 2023.

« 6.3 Veuillez expliquer et concilier les scénarios de coûts 1 et 2, concernant les actifs de raccordement pour l'injection de GSR (référence (ii)) avec les coûts déposés à la référence (iii).

Réponse :

Les scénarios 1 et 2 de la référence (ii) utilisent les coûts de [REDACTÉ]. Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.2 pour l'explication de la différence avec les coûts de la référence (iii). » [nous soulignons]

Demande :

- 2.1 D'après la compréhension de la Régie, le coût initial du projet était estimé à [REDACTÉ]. Avec le temps ce coût fut raffiné et finalisé à 33,3 M\$ ou bien à 35,2 M\$ incluant les frais financiers. Les scénarios 1 et 2 incluent le coût initial de [REDACTÉ], toutefois ces scénarios

Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie, R-4244-2023

ont un coût global bien supérieur. Veuillez expliquer et détailler à la Régie, ce qui est inclus dans le coût global de [REDACTED] ou bien [REDACTED] incluant la contribution gouvernementale.

Réponse :

Ces scénarios ont été préparés en novembre 2022 et le coût global estimé de [REDACTED] est basé sur un coût initial d'investissement de 35,84 M\$ (l'estimation de ce montant a été raffiné par la suite et établi à 33,3 M\$, ou 35,2 M\$ en incluant les frais financiers).

Le coût global de [REDACTED], ou [REDACTED] (si l'on en déduit la contribution gouvernementale), comprend l'ensemble des coûts occasionnés par les investissements et par les services afférents à la réception du GSR. Il ne s'agit pas uniquement des coûts du volet investissement de 33,3 M\$ sur 20 ans.

Veuillez-vous référer à la pièce B-0005, Énergir-1, Document 1, sections 2.7 et 2.8 pour le calcul du coût global le plus récent et les paramètres inclus dans les services afférents à la réception.

COMPOSANTE LIÉE AU RACCORDEMENT DE WM POUR SA CONSOMMATION DE GAZ NATUREL
ET NETTOYAGE DE LA CONDUITE ET DISPOSITION DES ACTIFS

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0022](#), p. 11 et 12;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 35, tableau 13;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), p. 23;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), p. 38;
 - (v) Pièce [A-0015](#), p. 129;
 - (vi) Dossier R-3867-2013, ph. 3, décision [D-2018-080](#), p. 58, 66 et 67;
 - (vii) Pièce [B-0030](#), p. 11;
 - (viii) Pièce [B-0022](#), p. 13;
 - (ix) Dossier R-3532-2004, SCGM-1, Doc. 1.15, p.2;
 - (x) Pièce [B-0005](#), p. 39.

Préambule :

(i) Extrait de la réponse du Distributeur à la question 2.1 de la DDR no. 1 de la Régie, portant sur l'horizon d'amortissement utilisé dans l'analyse de la rentabilité du raccordement de WM pour sa consommation de gaz naturel :

« Énergir n'a pas procédé à un amortissement accéléré sur 20 ans dans l'analyse financière parce qu'une expectative de densification ou de réutilisation des actifs à d'autres fins est très probable après 20 ans. Par exemple, WM a d'autres besoins anticipés, tels qu'une station pour des camions au GNV, ainsi qu'un raccordement au réseau de gaz naturel pour un futur digesteur. Il est aussi anticipé que le site continuera de produire du GSR à l'échéance du contrat d'achat de 23 ans.

De plus, des clients commerciaux, notamment dans le secteur agricole, ont déjà manifesté leur intérêt à se raccorder au réseau d'Énergir. Il est à noter qu'en plus de fournir la charge suffisante pour alimenter l'usine de WM, l'extension de réseau permet également d'ajouter de la charge dans le secteur, ce qui permettra aux futurs clients potentiels de se raccorder au réseau de gaz naturel d'Énergir.

Les clients potentiels pour les marchés résidentiel, commercial et institutionnel seraient obligés de s'approvisionner en GSR ou à opter pour la solution biénergie-électricité si la Régie approuve la demande d'Énergir faite dans la Cause tarifaire 2023-2024, le tout dans une perspective de décarbonation du réseau.

En conséquence, sur la base de l'information ci-dessus, Énergir ne croit pas qu'il soit justifié de procéder à une analyse financière avec un amortissement accéléré sur 20 ans. » (références omises)

Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie, R-4244-2023

(ii) Le tableau 13 présente les résultats de l'analyse de sensibilité du contrat de raccordement signé avec WM pour sa consommation de gaz naturel, considérant des variations de coûts de $\pm 15\%$ et de volumes de $\pm 20\%$.

(iii) « Comme décrit à la section 1.2, la date de début du service projetée est le 1er janvier 2025. Les injections de GSR devraient se poursuivre pendant 23 ans, conformément au contrat d'achat de GSR, mais une durée de 20 ans sera utilisée pour l'amortissement des actifs. »

(iv) « L'amortissement de la conduite et des postes avait été fixé à 28 ans, soit équivalent à la durée de vie du site d'enfouissement à Saint-Jérôme [sic] évaluée en 2004. Cette période d'amortissement nous amenait à l'année 2031. Considérant que WM n'aura plus d'obligation contractuelle d'alimenter Papiers Rolland en biogaz, Énergir se retrouvera donc à la fin février 2025 avec une perte sur disposition d'actifs de 1,5 M\$. [...] » [nous soulignons]

(v) « Donc, le contrat que Rolland avait avec WM venait à échéance le mois dernier, donc en décembre vingt, vingt-trois (2023) et dès deux mille vingt-deux (2022), WM a clairement avisé Rolland qu'ils n'entendaient pas renouveler le contrat de biogaz au-delà de décembre deux mille vingt-trois (2023).

(vi) « 5.6.1 REVENUS CONSIDÉRÉS

[218] Énergir propose des modifications à la prévision de revenus prise en compte lors de l'évaluation de la rentabilité d'un projet, en considérant seulement les revenus provenant de clients ou de promoteurs qui se sont engagés contractuellement. Ainsi, contrairement à la Méthode actuelle, l'analyse de la rentabilité d'un projet est effectuée en excluant les revenus associés aux clients potentiels. Elle précise que cette modification permet de mitiger les risques en lien avec la prévision de revenus dans la Méthode actuelle.

[...]

[221] La Régie considère que le changement de pratique, proposé par Énergir en matière de quantification des revenus attendus d'un projet d'extension de réseau, constitue une amélioration en ce qui a trait à la précision et la prudence par rapport à la Méthode actuelle.

[222] En conséquence, la Régie accueille la proposition du Distributeur selon laquelle seuls les revenus engagés contractuellement sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau.

[...]

[257] En conséquence, la Régie juge que la prévision de nouvelles ventes associées à un projet d'extension de réseau ne peut prendre pour acquis que 100 % des nouveaux clients raccordés vont consommer les mêmes volumes et donc, générer les mêmes revenus, durant 40 ans.

[...]

[261] Sur la base des données mises en preuve par Énergir, afin de tenir compte de l'ensemble des facteurs influençant à la baisse la croissance des volumes attendue des projets d'extension de réseau, la Régie juge qu'il y a lieu d'appliquer aux prévisions ventes associées aux projets d'extension de réseau un taux d'ajustement de – 15 %, pour chacun des marchés résidentiel et commercial.

[262] La Régie ordonne à Énergir d'appliquer ce taux d'ajustement de – 15 % aux prévisions de ventes utilisées dans les évaluations de rentabilité de chacun des projets d'extension de réseau visant les clientèles des marchés résidentiel et commercial, que ces projets soient inférieurs ou supérieurs au seuil, plutôt que dans l'évaluation de la rentabilité globale du portefeuille. »

(vii) « 5.1 Veuillez expliquer la différence du type de travaux effectués entre les coûts de nettoyage de la conduite et les coûts d'abandon des postes et conduite (référence (i)).

Réponse :

Les coûts de nettoyage de la conduite comprennent principalement les travaux requis par les équipes internes et les équipes externes spécialisées pour effectuer les opérations de nettoyage de la conduite ainsi que la disposition des produits contaminés qui en découlent. »

(viii) « Réponse :

Pour les motifs mentionnés à la réponse à la question 2.1, Énergir est d'avis qu'une analyse considérant un amortissement accéléré sur 20 ans ne reflète pas les caractéristiques du projet. Le paragraphe 360 de la décision D-2018-180 en référence (iv) ne s'applique pas pour ce projet puisqu'il y a une forte probabilité d'expectative de densification ou de réutilisation des actifs à d'autres fins. En conséquence, la durée d'amortissement ne devrait pas être accélérée. »

(ix) « La situation concurrentielle favorable du biogaz par rapport aux autres sources d'énergie (le client n'est plus facturé pour le transport, l'équilibrage et la compression) devraient être un gage de succès à l'existence de clientèle au-delà de la cinquième année. Dans l'éventualité d'un échec, SCGM pourrait vendre le poste de compression. » [nous soulignons]

(x) « Énergir demande à la Régie d'intégrer les coûts de nettoyage de la conduite et d'abandon des actifs ainsi que la perte sur disposition d'actifs dans un compte de frais reportés (CFR) portant intérêt au coût moyen pondéré du capital en vigueur jusqu'à l'intégration à la base de tarification

Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie, R-4244-2023

dans l'année financière 2025-2026. Énergir suggère une période d'amortissement de deux ans qui permettrait d'étaler l'impact tarifaire du Projet pour sa clientèle. »

Demandes :

3.1 Énergir mentionne en référence (i), qu'une expectative de densification, au-delà de 20 ans, est très probable. Cette densification proviendrait de/d'une :

- besoins anticipés :
 - station pour des camions au GNV;
 - raccordement d'un futur digesteur;
 - continuation du site d'enfouissement à produire du GSR;
- manifestation d'intérêt :
 - provenant de clients commerciaux, notamment le secteur agricole de se connecter au réseau d'Énergir;
- possible augmentation de la charge :
 - futurs clients potentiels pourront se connecter au réseau d'Énergir.

En tenant compte de la décision D-2018-080 (référence (vi)), dans laquelle la Régie :

- considère seulement les revenus engagés contractuellement, et non potentiels, afin de mitiger les risques liés à la prévision des revenus futurs. En d'autres termes, une *expectative de densification* correspond à de possibles volumes vendus, c.-à-d., des revenus potentiels, que ce soit par des besoins anticipés, des manifestations d'intérêt ou bien une possible augmentation de la charge;
- considère que même les volumes engagés contractuellement ont un risque intrinsèque de ne pas demeurer constants. Conséquemment, il ne faut pas tenir pour acquis la constance de ces volumes et spécifiquement lorsqu'un projet est évalué sur une longue période, telle que 40 ans;
- applique un taux d'effritement aux volumes attendus (volumes engagés contractuellement) des projets d'extension de réseau étant donné une baisse prévue de ces volumes.

Sur la base du précédent préambule :

- 3.1.1 veuillez élaborer sur l'« *expectative de densification* » au-delà de 20 ans, spécialement quand les volumes potentiels de long terme, c.-à-d., de l'an 21 à l'an 40 ont une expectative difficile à évaluer;

Réponse :

Énergir tient à souligner que la décision D-2018-080 a été respectée dans le cadre de ce projet. En effet, Énergir n'a considéré que les revenus engagés contractuellement sur un horizon de 20 ans dans son analyse financière. En ce qui a trait aux taux d'effritement, celui-ci ne s'applique qu'aux projets visant les clientèles des marchés résidentiel et commercial, en vertu du paragraphe 262 de la décision D-2018-080. WM étant un client industriel et étant au tarif D₄, le taux d'effritement ne s'applique pas à l'analyse financière de ce projet. Les volumes au contrat de distribution ont été utilisés pour l'analyse financière, soit 3 Mm³ pour l'année 1 et 8,1 Mm³ pour les années 2 à 20.

Énergir réitère par ailleurs que bien que les volumes potentiels entre les années 21 et 40 sont difficiles à évaluer, ils ne seront certainement pas nuls. Entre les années 20 et 23, WM devrait continuer à injecter du GSR selon les modalités du contrat d'achat de GSR. De plus, comme expliqué en réponse à la question 2.1 de la Régie à la pièce B-0022, Énergir-2, Document 1, Énergir anticipe que le site continuera de produire du GSR à l'échéance du contrat de 23 ans. Énergir anticipe également que des clients potentiels des marchés résidentiel, commercial et institutionnel se raccorderont à la conduite et s'approvisionneront en GSR ou opteront pour la solution biénergie, notamment tous les clients potentiels situés à proximité de la conduite actuelle de biogaz qui sera convertie en conduite de gaz naturel. Ces volumes potentiels n'ont évidemment pas été inclus à l'analyse financière en vertu de la décision D-2018-080.

- 3.1.2 Veuillez fournir les hypothèses, analyses, informations et/ou les données utilisées par Énergir afin d'établir cette expectative.

Réponse :

L'expectative provient des discussions et rencontres que l'équipe de ventes d'Énergir a eues avec des clients des secteurs agricoles et commerciaux de la ville de Saint-Sophie. Elle tient compte également des informations obtenues de la part

de WM quant à la réalisation d'une station de gaz naturel pour véhicules (GNV) sur son site de Sainte-Sophie ainsi que l'installation prévue d'un biodigesteur.

De plus, comme indiqué en réponse à la question 2.1 de la Demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce B-0022, Énergir-2, Document 1, le renforcement qui sera réalisé pour alimenter l'usine de raffinage de WM permettra d'ajouter de la charge additionnelle dans le secteur, ce qui permettra à Énergir d'avoir un plus grand potentiel de raccordement. Puisque la conduite de biogaz actuelle sera convertie en conduite de gaz naturel, tous les bâtiments agricoles et commerciaux situés à proximité de la conduite actuelle de biogaz deviendront de potentiels clients.

- 3.2 La Régie se questionne à savoir si la portion des coûts de nettoyage liée au tronçon de conduite, qui sera réhabilitée afin de fournir en GNT WM (référence (vii)), devrait être incluse dans les coûts totaux de la composante du Projet – *Raccordement de l'Usine au réseau de distribution d'Énergir pour sa consommation de gaz naturel*.

Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles la Régie ne devrait pas considérer ces coûts comme étant des coûts liés au projet visant le raccordement de l'usine de WM au réseau d'Énergir.

Réponse :

Énergir rappelle que c'est la décision de WM de valoriser 100 % du biogaz sous forme de GSR qui entraîne la fin du contrat avec Papiers Rolland et qui occasionne, par le fait même, l'abandon des actifs liés au biogaz et la perte sur disposition qui en découle. Comme expliqué à la page 37 de la pièce B-0005, Énergir-1, Document 1, n'eût été la demande de raccordement de WM, Énergir aurait tout de même été dans l'obligation de nettoyer la conduite avant de la mettre sous azote et de l'abandonner afin de se conformer aux obligations découlant de *la Loi sur la qualité de l'environnement* et du *Code de sécurité*. L'effet de la décision de WM ne doit pas impacter les coûts liés au raccordement de l'usine de WM à des fins d'injection de GSR.

Énergir rappelle également qu'elle a examiné un autre scénario pour le raccordement de l'usine de WM (voir section 3.6 de la pièce B-0005, Énergir-1, Document 1). Ce scénario, impliquant une extension de réseau, n'a pas été retenu, mais s'il l'avait été, Énergir aurait quand même été dans l'obligation de nettoyer la conduite avant de la mettre sous azote et de l'abandonner. Ces coûts de nettoyage et d'abandon n'auraient pas été inclus aux coûts liés à l'extension de réseau.

Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie, R-4244-2023

3.3 Énergir mentionne à la référence (viii) que « le paragraphe 360 de la décision D-2018-180 ne s'applique pas pour ce projet puisqu'il y a une forte probabilité d'expectative de densification ou de réutilisation des actifs à d'autres fins. En conséquence, la durée d'amortissement ne devrait pas être accélérée. ».

3.3.1 Dans l'éventualité où elle ne jugeait pas suffisamment probante ou suffisante l'expectative de densification et qu'elle jugeait que l'amortissement devait se faire sur une période accélérée conformément au paragraphe 360, la Régie demande à Énergir d'effectuer une analyse financière et de déposer les résultats tels que présentés au tableau 13 de la pièce B-0005 (référence (ii)), pour chacun des cinq scénarios suivants :

- Amortissement accéléré sur 20 ans;
- Amortissement accéléré sur 20 ans, incluant les coûts de nettoyage afférents à cette portion de conduite;
- Amortissement sur 40 ans, incluant les coûts de nettoyage afférents à cette portion de conduite.

Réponse :

Les résultats de l'analyse financière pour les trois scénarios sont présentés ci-dessous.

Tableau Q-3.3.1 a)
Amortissement accéléré sur 20 ans

Sensibilité	IP	TRI (%)	Point mort tarifaire (années)	Effet tarifaire sur 5 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 10 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 20 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 40 ans (000 \$)
Volumes							
80 %	0,93	4,50	>20	319	409	254	N/A
100 %	1,09	6,42	12,5	129	68	(286)	N/A
120 %	1,26	8,25	2,3	(73)	(285)	(836)	N/A
Coûts de construction							
-15 %	1,27	8,38	2,3	(71)	(262)	(744)	N/A
+15 %	0,96	4,88	>20	329	397	173	N/A
Coûts +15 % et Volumes -20 %	0,81	3,10	>20	519	739	713	N/A

Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie, R-4244-2023

Sur la base des résultats de l'analyse financière du tableau Q-3.3.1 a) ci-dessus et du tableau 13 de la page 35 de la pièce B-0005, Énergir-1, Document 1, bien que l'effet tarifaire sur 5 ans et l'effet tarifaire sur 10 ans soient à la hausse lors d'un amortissement accéléré sur 20 ans par rapport aux résultats de l'analyse de la proposition d'Énergir (tableau 13, page 35 de la pièce B-0005, Énergir 1, Document 1), à terme (à l'an 20), la baisse tarifaire et l'IP sont similaires aux résultats de la pièce B-0005, Énergir-1, Document 1, qui considère l'amortissement sur 40 ans (à l'an 40). En conclusion, que l'amortissement soit calculé sur 20 ans ou sur 40 ans, le projet induit des baisses tarifaires à terme très similaires.

Tableau Q-3.3.1 b)
Amortissement accéléré sur 20 ans, incluant les coûts de
nettoyage afférents à cette portion de conduite

Sensibilité	IP	TRI (%)	Point mort tarifaire (années)	Effet tarifaire sur 5 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 10 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 20 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 40 ans (000 \$)
Volumes							
80 %	0,52	-1,05	>20	1 491	2 341	2 940	N/A
100 %	0,61	0,32	>20	1 300	1 999	2 400	N/A
120 %	0,70	1,60	>20	1 098	1 646	1 850	N/A
Coûts de construction							
-15 %	0,71	1,70	>20	925	1 380	1 539	N/A
+15 %	0,54	-0,77	>20	1 676	2 618	3 262	N/A
Coûts +15 % et Volumes -20 %	0,46	-2,04	>20	1 866	2 960	3 801	N/A

Tableau Q-3.3.1 c)
Amortissement sur 40 ans, incluant les coûts de nettoyage
afférents à cette portion de conduite

Sensibilité	IP	TRI (%)	Point mort tarifaire (années)	Effet tarifaire sur 5 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 10 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 20 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 40 ans (000 \$)
Volumes							
80 %	0,48	-1,78	>40	959	1 564	2 130	3 028
100 %	0,57	-0,38	>40	769	1 223	1 590	2 488
120%	0,66	0,95	>40	566	870	1 040	1 938
Coûts de construction							
-15 %	0,67	1,04	>40	473	720	850	1 614
+15 %	0,50	-1,50	>40	1 064	1 726	2 331	3 363
Coûts +15 % et Volumes -20 %	0,42	-2,76	>40	1 255	2 067	2 870	3 903

Les résultats des scénarios des tableaux Q-3.3.1 b) et Q-3.3.1 c) sont très similaires puisque la durée d'amortissement a peu d'impact sur l'effet tarifaire à terme et sur l'IP. Toutefois, le fait d'inclure les coûts de nettoyage dans l'analyse financière a certes un impact tarifaire à la hausse. En effet, selon les résultats de la proposition d'Énergir au tableau 13 de la page 35 de la pièce B-0005, Énergir-1, Document 1, la baisse tarifaire sur 40 ans est de 0,237 M\$ et l'IP est de 1,05, alors que selon les scénarios des tableaux Q-3.3.1 b) et Q-3.3.1 c), l'IP est inférieur à 1 et on note des hausses tarifaires d'environ 2,4 M\$ lorsque les volumes sont à 100 %.

Cependant, Énergir réitère que n'eût été de la demande de raccordement de WM, Énergir aurait tout de même été dans l'obligation de nettoyer la conduite avant de la mettre sous azote et de l'abandonner afin de se conformer aux obligations découlant de *la Loi sur la qualité de l'environnement* et du *Code de sécurité* et que ces coûts ne devraient pas être inclus aux coûts du raccordement de l'usine de WM (voir la réponse à la question 3.2 ci-dessus).

Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie, R-4244-2023

- 3.3.2 Pour chaque analyse financière réalisée à la question précédente, veuillez déterminer, si nécessaire, le montant de la contribution financière requis de la part de WM pour atteindre un indice de profitabilité (IP) égal à 1.

Réponse :

Le tableau ci-dessous présente le montant de contribution financière pour chaque analyse financière demandée par la Régie à la question 3.3.1

Tableau Q-3.3.2
Contribution financière

Scénario	Contribution (000 \$)
Amortissement accéléré sur 20 ans	0
Amortissement accéléré sur 20 ans, incluant les coûts de nettoyage afférents à cette portion de conduite	2 018
Amortissement sur 40 ans, incluant les coûts de nettoyage afférents à cette portion de conduite	2 130

- 3.3.3 Veuillez présenter tout commentaire additionnel, le cas échéant, en lien avec l'application de ces scénarios et la contribution qui pourrait devoir être exigée de WM.

Réponse :

Comme expliqué en réponse aux questions 2.1 et 2.3 de la réponse à la Demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce B-0022, Énergir-2, Document 1 et en réponse aux questions 3.1.1 et 3.1.2 ci-dessus, Énergir est d'avis que l'expectative de volumes au-delà de l'année 20 et le fait qu'Énergir anticipe que le projet ne servira pas qu'à un seul client font en sorte que l'analyse financière conservatrice qui ne tient compte que des volumes signés sur 20 ans, mais avec un amortissement sur 40 ans, doit être retenue. Avec un IP de 1,05, aucune contribution n'est requise.

Comme expliqué en réponse à la question 3.2, n'eût été la demande de raccordement de WM, Énergir aurait de toute manière été dans l'obligation de nettoyer la conduite avant de la mettre sous azote et de l'abandonner. Énergir juge que ces coûts ne doivent pas être inclus aux coûts du raccordement et est d'avis que WM ne devrait pas avoir à payer de contribution relativement à ces coûts.

Dans l'éventualité où la Régie n'approuvait pas la demande d'Énergir telle que déposée et choisissait un scénario qui résulte en une contribution du client, de nouvelles discussions devront avoir lieu avec WM quant aux conditions du contrat afin de signer un nouveau contrat, et ce, en vertu de la clause 5.1 de celui-ci.

- 3.4 D'après la compréhension de la Régie, l'abandon complet des postes et d'une section de la conduite est prévu pour la fin de février 2025 (référence (iv)). La Régie comprend toutefois que le contrat entre WM et Papiers Rolland a pris fin en décembre 2023 et qu'en conséquence la conduite n'est plus utilisée depuis cette date (référence (v)). Veuillez préciser à partir de qu'elle date la perte sur disposition d'actifs, liés au biogaz, est calculée et veuillez expliquer les raisons pour lesquelles Énergir retient cette date.

Réponse :

La perte sur disposition d'actifs liée au biogaz a été calculée à la fin février 2025. Énergir a retenu cette date, car le montant de cette perte dépend des coûts d'abandon des actifs. La perte sur disposition d'actifs tient compte de la valeur nette comptable et cette dernière est dépendante des coûts d'abandon, nets de la provision d'abandon. Énergir doit donc avoir en main les coûts d'abandon réels pour calculer adéquatement la perte sur disposition d'actifs. Selon le calendrier du projet, l'abandon des actifs de biogaz est prévu être terminé fin février 2025.

- 3.5 Veuillez commenter la possibilité de revente du compresseur (référence (ix)).

Réponse :

L'équipement est avancé dans sa durée de vie. Il serait difficile d'offrir une quelconque garantie de performance et il est peu probable de trouver un acheteur intéressé. Pour ces raisons, la possibilité de revente est faible, mais elle sera considérée le cas échéant.

3.6 En lien avec la disposition d'actifs (référence (x));

3.6.1. Veuillez présenter quelles sont les bonnes pratiques comptables (PCGR) en lien avec la disposition d'actifs dans un contexte non-réglementé;

Réponse :

La disposition d'actifs dans un contexte non réglementé repose sur la norme *ASC 610 Gain and loss from the derecognition of non-financial assets* des US GAAP :

« 610-20-32-2: When an entity meets the criteria to derecognize a distinct nonfinancial asset or a distinct in substance nonfinancial asset, it shall recognize a gain or loss for the difference between the amount of consideration measured and allocated to that distinct asset in accordance with paragraphs 610-20-32-3 through 32-6 and the carrying amount of the distinct asset. The amount of consideration promised in a contract that is included in the calculation of a gain or loss includes both the transaction price and the carrying amount of liabilities assumed or relieved by a counterparty. »

Dans le cas où « *the amount of consideration measured and allocated to that distinct asset* » est nul, l'entité non réglementée doit comptabiliser une perte sur disposition d'actifs équivalente à la valeur nette comptable des actifs. Cette perte doit être comptabilisée comme charge à l'état des résultats. De plus, l'ensemble des coûts afférents au démantèlement des actifs (nettoyage, abandon) doit être comptabilisé à l'état des résultats comme dépense d'exploitation.

3.6.2. Veuillez commenter l'étalement sur deux ans des coûts de nettoyage de la conduite, l'abandon des postes et conduite et de la perte sur disposition d'actifs en lien avec les PCGR énoncés à la sous-question précédente;

Réponse :

Contrairement à une entreprise non réglementée, la valeur nette comptable des actifs d'Énergir (et par conséquent la perte sur disposition d'actifs) tient compte d'une provision pour abandon, et les coûts de nettoyage et d'abandon sont comptabilisés contre l'amortissement cumulé, au lieu d'être comptabilisés comme dépenses à l'état des résultats. Cette comptabilité réglementaire permet à Énergir de niveler les coûts d'abandon, et ainsi amoindrir les fluctuations tarifaires. L'étalement sur deux ans des coûts de nettoyage de la conduite, de l'abandon des postes et conduite et de la perte sur disposition d'actifs permettrait à Énergir d'amoindrir l'impact tarifaire de sa clientèle.

- 3.6.3. Veuillez commenter la possibilité de passer à la dépense la perte sur disposition d'actif de même que les coûts de nettoyage, lors du prochain rapport annuel;

Réponse :

Comptabiliser à la dépense la perte sur disposition d'actifs de même que les coûts de nettoyage lors du prochain rapport annuel ferait en sorte que ces montants affecteraient directement le trop-perçu ou le manque à gagner en distribution, ces montants n'ayant pas été prévus dans le cadre du dossier tarifaire. Selon le mode de partage, une part serait à la charge de l'associé et la quote-part du manque à gagner allouée aux clients serait récupérée sur une période de deux ans à partir de la deuxième année subséquente. Ce traitement est contraire aux principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement du coût de service d'Énergir.

En effet, selon ces principes et méthodes, les coûts d'abandon et les pertes sur disposition liés aux retraits d'actifs ne sont pas soumis au mode de partage. Ils sont plutôt comptabilisés à même l'amortissement cumulé au bilan et pris en compte dans la prochaine étude des taux¹.

Dans le cas des actifs de biogaz, des catégories distinctes avaient été créées. Comme ces catégories d'actifs n'existeront plus, Énergir sera dans l'impossibilité de cumuler les coûts et la perte à même l'amortissement cumulé de ces actifs d'où la demande de création d'un compte de frais reportés (CFR).

Ce CFR s'apparente au traitement des gains (pertes) sur la disposition d'actifs des installations générales. Ces gains (pertes) sont portés à un CFR et sont récupérés dans les tarifs de la deuxième année subséquente, et ce, sur une période d'un an².

Comme expliqué à la réponse à la question 3.6.2, Énergir propose d'amortir le CFR sur deux ans pour amoindrir l'impact tarifaire.

- 3.6.4. Veuillez indiquer si la période d'étalement de la perte sur disposition d'actif devrait être déterminée dans le dossier tarifaire plutôt que dans le présent dossier.

Réponse :

Comme pour tout projet d'investissement déposé à la Régie, Énergir demande à la Régie d'autoriser la création d'un CFR hors base, portant intérêts au coût du capital

¹ Voir R-4213-2022, pièce B-0220, Énergir-K, Document 1, page 2.

² Voir R-4213-2022, pièce B-0220, Énergir-K, Document 1, page 7.

en vigueur dans lequel seront cumulés les coûts jusqu'à leur inclusion dans la base de tarification.

Pour ce projet, Énergir demande la création d'un CFR afin que les coûts reliés au nettoyage de la conduite, à l'abandon des actifs ainsi qu'à la perte sur disposition d'actifs y soient cumulés jusqu'à leur inclusion dans la Cause tarifaire 2025-2026. Énergir demande également, pour les raisons expliquées à la réponse à la question 3.6.2, que la Régie autorise une période d'amortissement de deux ans pour ce CFR.

Comme la décision sur la création d'un CFR liés aux coûts d'un projet est toujours déterminée dans la décision sur ledit projet, Énergir est d'avis que la décision sur la période d'amortissement du CFR devrait être rendue au même moment.