

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 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-0005](#), p. 21 et 28;
 - (ii) Dossier R-4151-2021, pièce [B-0083](#), p. 20;
 - (iii) Dossier R-3732-2010, décision [D-2011-108](#), p. 11;
 - (iv) Dossier R-3732-2010, décision [D-2011-108](#), p. 25 et 26;
 - (v) Dossier R-4213-2022, décision [D-2023-108](#), p. 13;
 - (vi) [Conditions de service et Tarifs d'Énergir](#), p. 12;
 - (vii) Dossier R-4119-2020, pièce [B-0093](#), p. 9 à 14.

Préambule :

- (i) « 2.7 CALCUL DES TAUX APPLICABLES DU TARIF DE RÉCEPTION

Étant un client qui désire injecter du GSR dans le réseau de distribution, WM sera assujéti au tarif de réception. Les taux applicables au point de réception ainsi que le taux applicable au point de livraison ont été établis.

[...]

2.9 TAUX AU POINT DE LIVRAISON

Dans le cas du Projet actuel, Énergir raccordera le producteur au réseau de TQM. De ce fait, Énergir ne peut produire le tableau des projets injectant dans la zone de consommation visée qui a été demandé par la Régie dans sa décision D-2023-056 puisque le GSR produit sera acheminé à un point de livraison en fonction des besoins de consommation de son réseau (dans la région des Laurentides). Les frais de transport de TQM seront récupérés par le tarif de fourniture GSR, par la méthode de fonctionnalisation qui a été présentée dans le tableau 11 de la pièce B-0149 (Énergir-H, Document 7) du dossier R-4213-2022 dans le cadre de la demande d'approbation du contrat de NW Natural Renewable. Cette méthode a été approuvée par la Régie, dans sa décision D-2023-108. » [Nous soulignons]

- (ii) Énergir présente la carte de ses zones de consommation.
- (iii) « [27] Pour les points de livraison sur le territoire, les producteurs auront accès à la « zone de consommation » où se situe le point d'interconnexion au réseau de Gaz Métro par lequel leur gaz aura transité. Une fois cette zone de consommation alimentée en totalité par les producteurs, ceux-ci devront commencer à assumer des frais de transport applicables

pour acheminer leur gaz, via les infrastructures de transport TCPL/TQM, vers une autre zone de consommation. »

5.1 STRUCTURE DU TARIF DE RÉCEPTION

[28] Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la création d'un tarif de réception de gaz naturel qui permettra de récupérer, dans le temps, l'ensemble des coûts occasionnés par les nouveaux investissements et par les services afférents à la réception de gaz naturel offerts aux producteurs. Elle indique avoir cherché à créer une structure tarifaire simple, respectant l'équité entre les producteurs et les consommateurs et l'équité entre les producteurs, en plus d'assurer une stabilité des taux et des revenus.

[...]

[31] Gaz Métro propose que les tarifs applicables au point de réception (T-PR_X) soient établis de façon à récupérer les coûts reliés aux investissements des conduites de raccordement (coûts A) et les coûts de distribution non liés au réseau gazier (coûts C) propres à chaque projet de raccordement. Le tarif applicable au point de livraison en territoire (T-PL_F) vise la récupération des coûts additionnels d'utilisation du réseau de transport TCPL/TQM (coûts D), tandis que le tarif applicable au point de livraison hors territoire (T-PL_{HF}) vise la récupération des coûts relatifs au réseau de distribution existant (coûts B). » [Nous soulignons]

(iv) « 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 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.

(v) « 5.3.1 FONCTIONNALISATION DES COÛTS DE TRANSPORT, PRIX ET IMPACT SUR LE PRIX MOYEN

[40] À l'instar d'Énergir, la Régie estime qu'il est légitime de penser que dans le cas où des achats de GSR hors Québec sont livrés par le producteur à Dawn, les coûts assumés par le producteur sont nécessairement inclus dans le prix de la fourniture facturé à Énergir. Ainsi, la Régie juge qu'il est approprié que les coûts de transport contractés par Énergir pour acheminer le GSR jusqu'à Dawn soient inclus dans le coût de la molécule.

[41] Conséquemment, la Régie approuve la méthode de fonctionnalisation des coûts de transport décrite à la section 6.1 de la pièce B-0243 pour le Contrat. Elle approuve également cette méthode aux fins de son application pour les futurs contrats d'approvisionnement de GSR hors Québec qui ne sont pas livrés au point de référence Dawn. »

(vi) « TRANSPORT TCPL/TQM

Transport de gaz naturel à l'intérieur du territoire d'Énergir entre les différentes zones de consommation ou à l'extérieur du territoire d'Énergir, via le réseau de transport de TCPL/TQM. »

(vii) « 2.1 CONDITIONS D'ADMISSION DU TARIF DE RÉCEPTION

Comme mentionné à la clause 15.5.1 des CST, deux conditions sont nécessaires à l'application du tarif de réception :

1. Le gaz naturel injecté doit être produit au Québec ;
2. Le gaz naturel doit être injecté dans le réseau d'Énergir.

[...]

La deuxième condition exempte les producteurs de gaz naturel au Québec qui injectent directement sur le réseau de TOM ou de TCPL. Toutefois, lors du dossier sur le tarif de réception, Énergir mentionnait que si elle était responsable de l'investissement et des actifs

de raccordement, un tarif de réception serait alors applicable. C'est pourquoi ce n'est pas le cas présentement pour deux producteurs qui injectent dans le réseau de TQM.

[...]

Tableau 3 : Application du tarif de réception pour l'injection sur le réseau de TQM avec conduite de raccordement construite et opérée par Énergir

Cas	Coûts de catégorie A	Coûts de catégorie B	Coûts de catégorie C	Coûts de catégorie D	Gestion des déséquilibres
Injection de gaz naturel et livraison hors-territoire d'Énergir.	Oui	Non	Oui	Oui	Oui
Injection de gaz naturel dans une zone de consommation qui ne peut accueillir l'ensemble de la production et livraison hors-territoire d'Énergir.	Oui	Non	Oui	Oui	Oui
Injection de gaz naturel et livraison sur le territoire d'Énergir.	Oui	Non	Oui	Oui	Oui
Injection de gaz naturel dans une zone de consommation qui ne peut accueillir l'ensemble de la production et livraison sur le territoire d'Énergir.	Oui	Non	Oui	Oui	Oui

[...]

Concernant les projets où l'injection serait faite directement dans le réseau de TCPL/TQM, il n'est pas exclu pour Énergir d'appliquer un tarif de réception si le raccordement était fait par le distributeur. Dans un tel cas de figure, les principes tarifaires appliqués seraient les mêmes que ceux présentés dans les Conditions de service et Tarif. Toutefois, le producteur n'aurait pas à payer pour les coûts liés au réseau existant (coûts de catégorie B) et il devrait en tout temps payer pour les coûts d'utilisation du réseau de transport TCPL/TQM (coûts de catégorie D). » [Nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 Veuillez confirmer que, dans le cadre du Projet mentionné en référence (i), les volumes de GSR seront livrés dans le territoire et non hors territoire. De plus, veuillez concilier le transport qui sera effectué sur le réseau de TQM dans le cadre du Projet avec la définition de « Transport TCPL/TQM » prévue aux Conditions de service et Tarifs (référence (vi)).
- 1.2 De la référence (i), la Régie comprend que le GSR produit sera injecté dans la région des Laurentides. Veuillez indiquer si cette région est considérée comme une zone de consommation. Dans la négative veuillez expliquer.
- 1.3 Veuillez identifier les zones de consommation où le GSR pourrait être livré autre que dans la région des Laurentides. Veuillez notamment :
 - 1.3.1 Déposer une mise à jour de la carte des zones de consommation, tel que fournit à la référence (ii) en y incluant la zone de consommation des Laurentides, s'il y a lieu, ainsi que les autres zones de consommation où le GSR pourrait être livré, le cas échéant.
- 1.4 Veuillez 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).
- 1.5 Veuillez confirmer qu'Énergir n'entend pas récupérer, auprès du producteur, les coûts de transport de TQM identifiés à la référence (i) requis pour acheminer le GSR vers une zone de consommation, ni par le biais du tarif au point de livraison en territoire, ni d'aucune autre manière. Veuillez élaborer.
 - 1.5.1 Dans l'affirmative, veuillez préciser les raisons pour lesquelles le tarif de livraison en territoire ne devrait pas être appliqué pour récupérer les coûts de TQM liés à l'acheminement du GSR dans les différentes zones de consommation, considérant notamment le fait que les producteurs raccordés directement au réseau existant d'Énergir doivent assumer les coûts requis afin d'« *acheminer leur gaz, via les infrastructures de transport TCPL/TQM, vers une autre zone de consommation.* » Veuillez concilier votre position avec la référence (iv).
 - 1.5.2 Veuillez concilier votre position dans le présent dossier, en ce qui concerne les coûts de TQM, avec la position exprimée par Énergir à la référence (vii).

- 1.6 Veuillez confirmer qu'en vertu du tarif de réception un producteur est tenu d'assumer les coûts liés à la réception de son gaz naturel jusqu'au point de livraison convenu (soit un point au réseau d'Énergir).
- 1.7 Veuillez confirmer que la méthode de fonctionnalisation mentionnée à la référence (v) s'applique seulement aux contrats GSR hors Québec.
- 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.
- 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.
- 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.

RACCORDEMENT DE WM AU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ÉNERGIR

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 34, tableau 12;
 - (ii) Pièce [B-0008](#), p.1, p.4;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), annexe 4;
 - (iv) Dossier R-3867-2013 phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 85;
 - (v) Pièce [B-0014](#), p.4 à 13;
 - (vi) Dossier [R-4213-2022](#), p.10, question 2.1 ;
 - (vii) Dossier R-3867-2013 phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 84.

Préambule :

(i)

Tableau 12
Analyse de la rentabilité du raccordement de WM
pour sa consommation de gaz naturel

	Rentabilité
Nombre de clients	1
IP	1,05
TRI (%)	5,97
Point mort tarifaire (années)	1
Impact tarifaire 5 ans (000 \$)	(146)
Impact tarifaire 40 ans (000 \$)	(237)

(ii)

Decision in effect at preparation of this Contract	Rate zone	Effective delivery pressure (kPa)	Maximum hourly flow (m ³ /h)	Projected annual volume (m ³)	Minimum annual obligation (MAO) (New Address) (m ³)	Use	Service start-up date (YYYY-MM-DD)	Term of services (months)
D-2023-127	South	180*	1024	3 000 000	3 000 000	Ramp up	2024-12-01	12
Minimum annual obligation (MAO) (New Address) (m ³)	Minimum annual obligation (MAO) (Commercial Program) (m ³)	Use		Service start-up date (YYYY-MM-DD)	Term of services (months)			
8 100 000 *	n/a	Process		2025-12-01	228			

(iii)

Année(s) de l'analyse financière	Volumes au contrat (m ³)	Taux de distribution (¢/m ³)	Revenus (\$)
1	3 000 000	8,833	264 990
2 à 20	8 100 000	3,809	308 529

(iv) « [360] Ainsi, dans le cas d'un projet d'extension de réseau qui viserait à alimenter un client unique avec perspective de revenus n'excédant pas, par exemple, 15 ou 25 ans et pour lequel aucune expectative de densification ou de réutilisation des actifs à d'autres fins n'est envisageable, l'évaluation de la rentabilité devrait être calculée sur cette période de 15 ou 25 ans. Le cas échéant, la contribution exigée du client visé par un tel projet devrait être établie en fonction d'une telle période réduite et d'un amortissement accéléré des actifs. » [Nous soulignons]

(v) Tableau des revenus requis.

(vi) Réponse d'Énergir à une DDR de la Régie : [...] « Si l'évaluation de la rentabilité d'un projet à l'étude démontre un IP inférieur à 1,0, il ne sera pas déposé à la Régie. En ce sens, aucune demande d'autorisation ne sera déposée pour un projet avec des caractéristiques particulières nécessitant un traitement exceptionnel. »

Comme indiqué dans la pièce B-0006 (Énergir-E, Document 2) Énergir entend maintenir cette pratique et n'anticipe pas le dépôt de projets d'extension de réseau ne rencontrant pas le seuil de rentabilité minimal. » [Nous soulignons].

(vii) « [356] Tenant compte de ces considérations et de l'ensemble des éléments décisionnels de la présente décision, la Régie juge que chacun des projets supérieurs au seuil doit satisfaire au critère du seuil minimal de rentabilité, soit afficher un IP de 1,0. »

Demandes :

- 2.1 En lien avec les références (ii) et (iii), le contrat de raccordement signé avec WM, pour sa consommation de gaz naturel, assurera des volumes à Énergir sur une période de 20 ans. Veuillez justifier pour quels motifs les actifs ne sont pas amortis sur ce même horizon de 20 ans, tel que stipulé par la Régie en référence (iv), ce qui résulte que la rentabilité du Projet, le TRI et l'IP, est conséquemment calculée sur un horizon de 40 ans (références (i) et (v)).
- 2.2 Veuillez effectuer une analyse financière en procédant à un amortissement accéléré sur 20 ans et fournir une version du tableau 13 de la pièce B-0004 qui tient compte d'un tel amortissement.

- 2.3 Si l'analyse financière fournie en réponse à la question précédente révèle un IP inférieur à 1.0, veuillez préciser si, à la lumière des références (vi) et (vii), Énergir compte demander une contribution au client. Dans l'affirmative, veuillez fournir l'ordre de grandeur de cette contribution potentielle. Dans le cas contraire, veuillez justifier.

CALENDRIER DU PROJET DE RACCORDEMENT LIÉ À L'INJECTION DU GSR

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 8;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 28 et 29;
 - (iii) Pièce [B-0007](#), p. 25.

Préambule :

(i) *Il est important de souligner que les trois composantes du Projet sont interreliées et que la réalisation du Projet est tributaire de la production de GSR à partir de l'Usine. En ce qui concerne les coûts, la composante liée à l'injection du GSR sera récupérée par l'entremise du tarif DR alors que les coûts liés à la connexion de l'Usine pour sa consommation de gaz naturel et au nettoyage de la conduite et à l'abandon des actifs seront récupérés dans les tarifs futurs. La partie du Projet liée au raccordement de WM pour l'injection de GSR est soumise à l'étude par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE). Ce processus a été entamé en mai 2022, pour une durée prévue d'environ 24 mois. Une recommandation finale suivie d'un décret sont attendus en juin 2024.*

(ii) « 2.10 LISTES DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

Outre l'autorisation de la Régie, cette composante du Projet requiert l'obtention des autorisations suivantes :

- *Décret ministériel en vertu de la LQE, ch. 1, section IV.1 (RLRQ, c Q-2). Le Projet est assujéti au règlement relatif à l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement ;*
- *Certificat d'autorisation du ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques de la Faune et des Parcs (MELCCFP) ;*
- *Décision de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ) ;*
- *Consentement municipal et permis de déboisement de la Ville de Mirabel ;*
- *Consentement municipal et permis de déboisement de la Municipalité de Sainte-Sophie ;*
- *Consentement municipal de la Ville de Saint-Jérôme ;*
- *Permission de voirie du ministère des Transports du Québec (MTQ) ;*
- *Autorisation de croisement d'infrastructures de la compagnie Exo ;*
- *Permission d'occupation de la MRC de Mirabel pour une traverse de piste cyclable. »*

2.11 CALENDRIER PROJETÉ

Le calendrier des principales activités de cette composante du Projet se retrouve au tableau 9. Comme expliqué précédemment, une décision de la Régie est requise pour le 15 mars 2024.

Tableau 9
Calendrier projeté pour l'injection de GSR

Activités	Début	Fin
Ingénierie et devis détaillés des travaux	Février 2022	Décembre 2023
Dépôt de l'avis de Projet dans le cadre du <i>Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement</i>	Mai 2022	
Étude d'impact pour le MELCCFP	Mai 2022	Décembre 2022
Obtention des autorisations et permis de construction	Mai 2022	Juillet 2024
Signature du contrat D _R avec le producteur	Avril 2023	
Signature du contrat d'achat de GSR avec le producteur	Septembre 2023	
Négociations des servitudes et achat de terrain	Septembre 2023	Juin 2024
Dépôt de la preuve et autorisation de la Régie	Novembre 2023	15 mars 2024
Finalisation des ententes contractuelles avec l'entrepreneur	Janvier 2024	Mai 2024
Réalisation des travaux de raccordement	Juillet 2024	Décembre 2024
Mise en gaz	Décembre 2024	
Travaux de remise en état	Juin 2025	Septembre 2025

(iii) Calendrier préliminaire projeté pour l'injection de GSR dans le Contrat de service DR.

APPENDIX D – PRELIMINARY SCHEDULE

	Énergir	Client	Actions	Deadline
1	R		Submission of Impact Study	December 12, 2022
2	C	C	Service contract signature	Q4 2022 to Q1 2023
3	R		Detailed engineering	December 2023
4	R		Ordering of long lead items	Q3 2023
5	R		Submission of the Investment request to the <i>Régie de l'énergie</i>	Q1-Q2 2023
6	R		Ministry of environment decree	January/February 2024
7	R		Obtention of authorization and permits: CPTAQ, certificate of authorization, permits from the <i>Ministère des transports</i> , permits from Exo (railroad crossing), municipal permits from Mirabel and Ste-Sophie, review by Fisheries and Oceans Canada and investment approval by the <i>Régie de l'énergie</i>	April 2024
8	R		Start of construction of the injection assets (pipeline and injection station)	June 2024
9	C	C	Commissioning and first delivery date	December 2024

R : Responsible
 C : Co-responsible

Demandes :

- 3.1 La Régie note que le calendrier préliminaire en référence (iii) prévoyait l'obtention des autorisations et le permis de construction en avril 2024 et une mise en gaz en décembre 2024. Le calendrier projeté pour l'injection de GSR en référence (ii) prévoit la même date de mise en gaz, toutefois l'obtention des autorisations est prévue le ou avant juillet 2024, incluant la recommandation du BAPE et le décret ministériel en vertu de la LQE. Veuillez expliquer si le fait que l'obtention des autorisations et des permis soit prévu en juillet 2024 plutôt qu'en avril 2024 puisse retarder la mise en service prévue pour décembre 2024.
- 3.2 Veuillez fournir à la Régie la date la plus tardive de la mise en service possible sans que le projet ne subisse d'impact financier ou tout autre type d'impact. Veuillez élaborer.
- 3.3 Veuillez présenter les coûts additionnels découlant d'un possible retard de la mise en gaz du projet de raccordement, le cas échéant.
- 3.4 La Régie constate que le calendrier préliminaire (référence (iii)) prévoyait le dépôt du Projet auprès de la Régie initialement au premier trimestre 2023 ou au plus tard au deuxième trimestre 2023. Le Projet fut déposé auprès de la Régie en novembre 2023. Énergir souhaite obtenir la décision de la Régie au plus tard le 15 mars 2024. Veuillez indiquer la date la plus tardive pour une publication de la décision de la Régie sans impact notable au calendrier du Projet.

QUANTITÉS CONTRACTUELLES ANNUELLES DE GSR

4. **Références :** (i) Dossier R-4213-2022, pièce [B-0343](#), p. 8;
(ii) Pièce [B-0005](#), p. 10;
(iii) Pièce [B-0005](#), p. 6 et 7.

Préambule :

(i)

1. CARACTÉRISTIQUES DU CONTRAT

- 1 Les caractéristiques du Contrat WM_Sainte-Sophie sont présentées au tableau 2 ci-dessous.

Tableau 2
Caractéristiques du contrat WM_Sainte-Sophie

Producteur	Type de projet	Ville État	Durée (an)	Date de signature du contrat	Date de début d'injection	Quantité contractuelle annuelle (QCA) (10 ³ m ³)
WM	Lieu d'enfouissement technique (LET)	Sainte-Sophie, Québec	23	2023-09-06	2025-01-01	20,5 à 68,2

(ii) « 1.5 IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET BÉNÉFICES NON ÉNERGÉTIQUES

Le Projet s'inscrit dans un projet de construction d'une Usine de production de GSR par WM qui, à terme, pourrait injecter annuellement environ 80 Mm³ de GSR dans le réseau gazier, ce qui contribuerait significativement aux objectifs de réduction des GES du Gouvernement du Québec. La production locale de GSR et l'augmentation de son utilisation permettraient potentiellement, à terme, de réduire annuellement les émissions de GES du Québec jusqu'à 140 000 tonnes éqCO₂. »

Demande :

- 4.1 Veuillez concilier les quantités contractuelles annuelles de GSR en référence (i), qui varient de 20,5 Mm³ (l'an 1) à 68,2 Mm³ (l'an 20), avec le fait que l'usine de WM qui doit être construite à Sainte-Sophie aura un potentiel d'injection de GSR dans le réseau d'Énergir d'environ 80 Mm³ par année (référence (ii)). Veuillez élaborer.

PRODUCTION DE GSR ET RÉDUCTION DES GES

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 6 et 7;
 - (ii) Dossier R-4213-2022, pièce [B-0343](#), p. 5;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), p. 7;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), p. 10.

Préambule :

(i) *Depuis décembre 2004, Papiers Rolland (anciennement Cascades) situé à Saint-Jérôme est alimenté en biogaz par WM au moyen d'une conduite dédiée. Depuis quelques années, WM développe un projet de production de GSR à partir des biogaz du site d'enfouissement qui consiste à permettre la valorisation de la totalité du biogaz du site d'enfouissement de Sainte-Sophie en le purifiant en GSR afin de l'injecter dans le réseau d'Énergir. Dans les deux dernières années, WM a également commencé le développement d'un projet de biométhanisation sur le même site que l'Usine à Sainte-Sophie.*

Actuellement, une partie du biogaz sert à alimenter Papiers Rolland et une partie est envoyée à la torchère. Or, pour le futur, WM souhaite valoriser 100 % du biogaz sous forme de GSR et de l'injecter dans le réseau d'Énergir.

Les discussions avec WM relatives au raccordement de l'Usine pour l'injection de GSR ont mené à la signature d'un contrat de service DR en avril 2023, déposé sous pli confidentiel à la pièce Énergir-1, Document 2. Les actifs de raccordement de ce contrat permettront à Énergir de recevoir le GSR provenant de l'Usine et, éventuellement, du futur projet de biométhanisation de WM. La date de début du service projetée est le 1er janvier 2025.

(ii) « *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. »

(iii) *Pour le fonctionnement de son Usine, WM a besoin d'alimentation en gaz naturel. Afin de répondre aux besoins de WM, Énergir a étudié deux scénarios pour connecter l'Usine de WM au réseau de distribution. Comme les charges futures de WM ne peuvent être comblées par le réseau actuel et considérant que la conduite actuelle ne servira plus à acheminer du biogaz entre WM à Sainte-Sophie et Papiers Rolland à Saint-Jérôme et que l'autre option considérée était plus coûteuse (voir section 3.6), Énergir propose de réhabiliter la conduite*

qui aurait été abandonnée pour la convertir et la raccorder au réseau de distribution de gaz naturel existant, une fois nettoyée.

(iv) « 1.5 IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET BÉNÉFICES NON ÉNERGÉTIQUES

Comme indiqué à la section 1.1, le Projet favorisera l'atteinte des cibles réglementaires de livraison de GSR et contribuera aux efforts de décarbonation, en plus de favoriser une source d'approvisionnement locale d'énergie renouvelable et contribuer au développement de la filière du GSR au Québec.

Le Projet s'inscrit dans un projet de construction d'une Usine de production de GSR par WM qui, à terme, pourrait injecter annuellement environ 80 Mm³ de GSR dans le réseau gazier, ce qui contribuerait significativement aux objectifs de réduction des GES du Gouvernement du Québec. La production locale de GSR et l'augmentation de son utilisation permettraient potentiellement, à terme, de réduire annuellement les émissions de GES du Québec jusqu'à 140 000 tonnes éqCO₂.

[...]

Énergir ne connaît pas les volumes exacts de biogaz actuellement envoyés à la torchère ou valorisés. L'hypothèse de 140 000 tonnes éqCO₂ est basée sur la valorisation de 100 % des volumes de biogaz provenant du site de WM pour la production de GSR et l'évitement de la combustion de la quantité correspondante de gaz naturel conventionnel. »

Demandes :

- 5.1 De la référence (i), la Régie comprend que les volumes de GSR qui seront vendus à Énergir incluent le GSR qui sera produit par l'usine de biométhanisation (référence (ii)). Veuillez fournir plus de détails qui permettraient de mieux distinguer les opérations afférentes au site d'enfouissement (l'Usine) et le futur projet de biométhanisation (capacité de production, date de mise en service, etc.).
- 5.2 Veuillez justifier l'alimentation en gaz naturel traditionnel de l'Usine de WM pour son fonctionnement (référence (iii)), alors que WM souhaite « la valorisation de la totalité du biogaz du site d'enfouissement de Sainte-Sophie » (référence (iv)) et qu'une partie de cette valorisation de biogaz en GSR pourrait subvenir aux besoins de fonctionnement de l'Usine.
- 5.3 Veuillez présenter le calcul de la diminution de 140 000 tonnes éqCO₂ généré par le projet à la référence (iv) et préciser si le gaz naturel conventionnel qui alimenterait l'usine de WM est inclus dans ce calcul. Veuillez élaborer.

COÛTS DU PROJET DE RACCORDEMENT POUR INJECTION DE GSR

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 13;
 - (ii) Pièce B-0006, p. 11 à 15 (sous pli confidentiel);
 - (iii) Pièce [B-0005](#), p. 20 et 22;

Préambule :

- (i) « 2 RACCORDEMENT DE L'USINE WM À DES FINS D'INJECTIONS DE GSR

2.1 DESCRIPTION

Cette composante du Projet consiste à investir pour la construction et la mise en opération des « actifs de raccordement » qui englobent le poste d'injection et une conduite de transmission de ce poste au réseau existant de TQM (figure 1). Aucun autre ajout n'est prévu au réseau existant. Le réseau de transmission est le seul réseau à proximité ayant la capacité hydraulique pour accueillir les volumes de GSR produits, d'où l'interconnexion avec TQM. »

- (ii) «

APPENDIX C – DESCRIPTION OF THE RECEIVING ASSETS

Exhibit C 1 is a description for the cost schedule scenarios associated with the Receiving Assets. These scenarios are estimations and do not represent the exact Rate to be paid by the Client. The Receiving Assets include 1) the construction of a tie-in between the existing TQM line and new transmission line; 2) the construction of a new transmission line; 3) the construction of an injection station. The assets are described in Exhibit C-2 – Ste-Sophie RNG interconnection diagram.

1- Tie-in to TQM

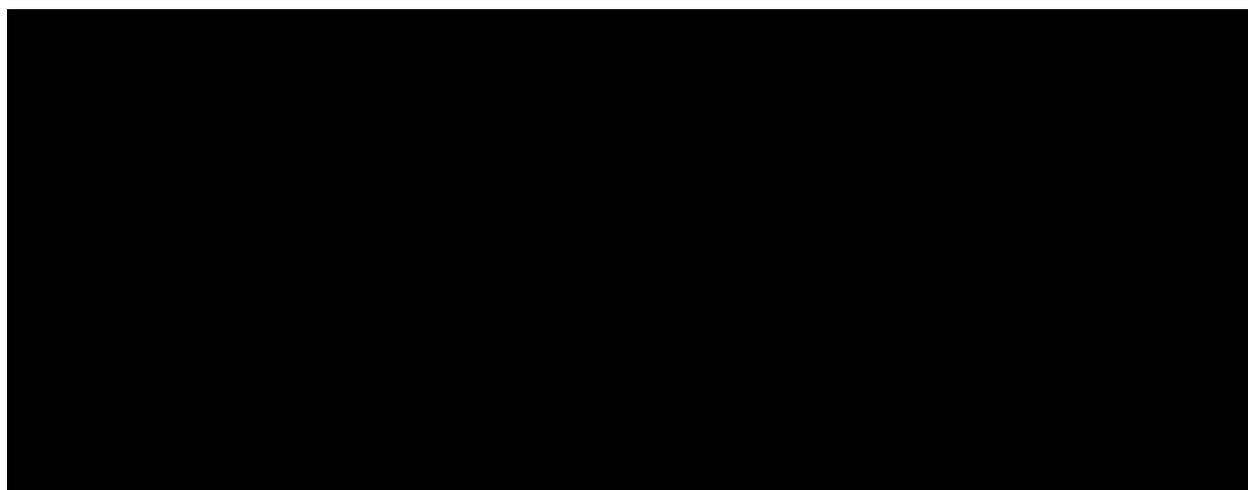
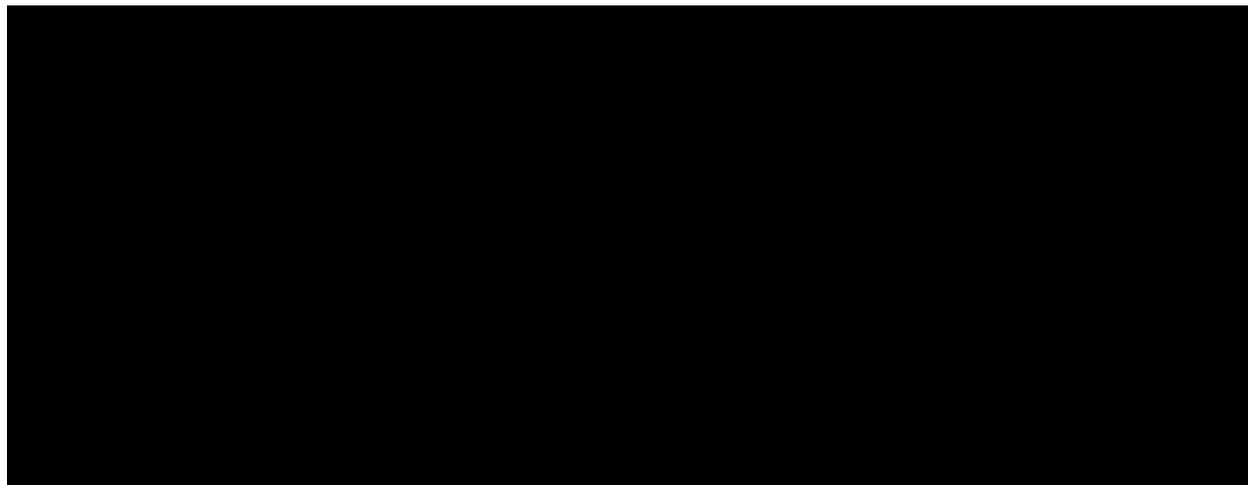
- a. Construction of a tie-in by TQM's construction team between the new transmission line and the existent TQM line east of Highway 15.
- b. TQM has provided a cost estimate class 5 (+/-50%) to Énergir for this work in the amount of [REDACTED]. Charges would be invoiced by TQM if the project is cancelled in reason of missing regulatory approvals or a withdrawal of the request for a tie-in before it is in service.
- c. This cost estimate received by TQM is not included in the estimation provided by Énergir below since these costs would not be part of the investment portion of the Rate.

[...]

Based on the above, if all hypotheses remain unchanged, the cost estimate for the construction of the Receiving Assets is [REDACTED] including [REDACTED] of contingency and [REDACTED] of financial costs.

[...]

Exhibit C-1 Cost schedule scenarios



»

(iii) « 2.5 COÛTS

Le coût total des investissements pour la composante du Projet liée à l'injection du GSR est de 33,3 M\$.

[...]

Tableau 3
Coûts utilisés pour le calcul de l'OMQ – volet Investissements

Activités	Coûts ⁶ (000\$)
Investissement total	35 252
(-) Contribution	(15 000)
Investissement total après contribution	20 252

»

Demandes :

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