

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2024-053

R-4244-2023

7 juin 2024

PRÉSENTE :

Sylvie Durand
Régisseur

Énergir, s.e.c.
Demanderesse

et

**Intervenants et Observateurs dont les noms apparaissent
ci-après**

Décision sur le fond

*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*

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.

représentée par M^e Philip Thibodeau et M^e Julie Sauriol.

Intervenants

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)

représentée par M^e Eric McDevitt David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)

représenté par M^e Hadrien Burlone;

Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉÉ)

représenté par M^e Dominique Neuman.

Observateurs

M. Alexandre Richard;

Les Entreprises Rolland Inc. (LERI)

représentée par M^e Franklin Gertler et M^e Eugénie Veilleux.

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES ACRONYMES		7
LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES SIGNES CONVENTIONNELS		8
1 DEMANDE		9
2 CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE		11
3 PROJET		12
3.1	MISE EN CONTEXTE ET HISTORIQUE DU PROJET	12
3.2	DESCRIPTION GLOBALE DU PROJET	13
3.3	OBJECTIFS DU PROJET.....	15
3.4	CALENDRIER DU PROJET	16
3.5	IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL ...	16
4 RACCORDEMENT DE L'USINE DE WM À DES FINS D'INJECTION DE GSR – COMPOSANTE 1		17
4.1	LE SITE D'ENFOUISSEMENT DE SAINTE-SOPHIE	19
4.2	CONTRAT DE SERVICE D _R ET CONTRAT D'APPROVISIONNEMENT	21
4.3	NORMES TECHNIQUES	22
4.4	AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES	22
4.5	COÛTS ASSOCIÉS AUX ACTIFS DE RACCORDEMENT LIÉS À L'INJECTION DU GSR	23
4.6	IMPACT TARIFAIRE	24
4.7	ÉTABLISSEMENT DU TARIF DE RÉCEPTION.....	24
4.7.1	Calcul des taux composant le tarif de réception	24
4.7.2	Taux au point de réception	26
4.7.3	Taux au point de livraison	28
4.8	AUTORISATIONS EXIGÉES.....	31
4.9	CRÉATION D'UN CFR – RACCORDEMENT POUR L'INJECTION DE GSR.....	31
4.10	POSITION DES INTERVENANTS.....	32
4.11	OPINION DE LA RÉGIE.....	32

5	CONNEXION DE L'USINE DE WM POUR SA CONSOMMATION DE GAZ NATUREL - COMPOSANTE 2	34
5.1	DESCRIPTION DE LA COMPOSANTE 2	34
5.2	AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES	37
5.3	ANALYSE FINANCIÈRE	37
5.4	PÉRIODE D'AMORTISSEMENT.....	39
5.5	COÛTS DE NETTOYAGE DE LA PORTION DE LA CONDUITE RÉHABILITÉE	46
5.6	SCÉNARIOS ALTERNATIFS	49
6	NETTOYAGE DE LA CONDUITE, ABANDON ET PERTE SUR DISPOSITION D'ACTIFS - COMPOSANTE 3	51
7	POSITION DES INTERVENANTS SUR LES COMPOSANTES 2 ET 3	54
7.1	ACIG	54
7.1.1	Coûts de nettoyage – Portion de la conduite réhabilitée.....	54
7.1.2	Perte sur disposition d'actifs.....	55
7.2	ROEÉ.....	56
7.2.1	Période d'amortissement	56
7.2.2	Coûts de nettoyage – Portion de la conduite réhabilitée.....	60
7.3	RTIEÉ	62
7.3.1	Période d'amortissement	62
7.3.2	Perte sur disposition d'actifs.....	64
8	COMMENTAIRES SUR LES COMPOSANTES 2 ET 3	66
8.1	LERI	66
8.1.1	Période d'amortissement	66
8.1.2	Coûts de nettoyage – Portion de la conduite réhabilitée.....	67
9	OPINION DE LA RÉGIE SUR LES COMPOSANTES 2 ET 3	68
9.1	COMPOSANTE 2.....	68
9.1.1	Choix de la période d'évaluation d'un projet	68
9.1.2	Période d'évaluation en fonction des risques propres à la Composante 2 du Projet.....	70

9.1.3	Inclusion des coûts de nettoyage liés à la portion de la conduite réhabilitée dans les coûts de la Composante 2.....	73
9.1.4	Conclusions sur la Composante 2	74
9.2	COMPOSANTE 3.....	75
10	BNÉ	76
10.1	POSITION D'ÉNERGIR	76
10.2	COMMENTAIRES	78
10.3	OPINION DE LA RÉGIE.....	80
11	DÉCRET 1227-2020, OBLIGATION DE DESSERVIR ET AUTRES COMMENTAIRES DE LERI	82
12	CONCLUSION FINALE SUR LE PROJET	83
13	TRAITEMENT CONFIDENTIEL	84
13.1	INFORMATIONS RELATIVES AUX COÛTS DU PROJET	84
13.2	PLAN DÉTAILLÉ DES POSTES	84
13.3	AUTRES INFORMATIONS CONFIDENTIELLES.....	85
	DISPOSITIF	89

LISTE DES ACRONYMES

BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
BNÉ	Bénéfices non énergétiques
CFR	compte de frais reportés
CST	<i>Conditions de service et Tarif</i>
DDR	demande de renseignements
GES	gaz à effet de serre
GSR	gaz de source renouvelable
GNT	gaz naturel traditionnel
MEIE	ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie
MELCCFP	ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs
MTQ	ministère des Transports et de la Mobilité durable
OMQ	obligations minimales quotidiennes
LERI	Les Entreprises Rolland Inc. (anciennement Cascades)
SMA	Seuil minimal acceptable
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TQM	Trans Québec & Maritimes
WM	Waste Management Québec Inc.

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES SIGNES CONVENTIONNELS

\$	dollar canadien
k	kilo (mille)
M	méga (million)
m ³	mètre cube
km	kilomètre

1 DEMANDE

[1] Le 29 novembre 2023, Énergir, s.e.c. (Énergir ou le Distributeur) dépose une demande à la Régie de l'énergie (la Régie) afin de réaliser un projet d'investissement visant le raccordement d'un nouveau site d'injection de gaz de source renouvelable (GSR) ainsi que la réhabilitation d'une conduite à Sainte-Sophie (le Projet). Cette demande est présentée en vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la Loi)¹ et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*² (le Règlement) et comprend trois composantes (la Demande) :

- Le raccordement de l'usine de Waste Management Québec inc. (WM) au réseau existant de Trans Québec & Maritimes (TQM) afin de permettre l'injection de GSR;
- Le raccordement de l'usine de WM au réseau de distribution d'Énergir pour sa consommation de gaz naturel;
- Le nettoyage d'une conduite existante dont une portion sera abandonnée et l'abandon des actifs liés au biogaz (un poste de compression et un poste de mesurage).

[2] Le 8 décembre 2023, la Régie diffuse un avis aux personnes intéressées (l'Avis) sur son site internet, dans lequel elle indique que le dossier sera traité par voie de consultation et qu'elle ne juge pas nécessaire de solliciter d'interventions formelles au dossier. La date pour le dépôt de commentaires de personnes intéressées est fixée au 26 janvier 2024.

[3] Le 11 décembre 2023, Énergir confirme la diffusion de l'Avis sur son site internet.

[4] Le 21 décembre 2023 et le 19 janvier 2024, la Régie transmet à Énergir ses demandes de renseignements (DDR) n° 1 et n° 2. Énergir répond respectivement les 18 janvier et 2 février 2024, après avoir demandé un délai additionnel à celui prescrit par la Régie.

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

² [RLRQ, c. R-6.01, r. 2.](#)

[5] Le 24 janvier 2024, les Entreprises Rolland Inc. (LERI) dépose une demande intitulée *Demande incidente d'ordonnance suivant l'article 34 L.R.É. et de modification du mode procédural de traitement du dossier*.

[6] Le 26 janvier 2024, la Régie convoque une audience qui se tient le 1^{er} février 2024 afin d'entendre la demande de LERI.

[7] Le 14 février 2024, la Régie rend sa décision D-2024-012 sur la demande de LERI. La Régie rejette cette demande et fixe la date de dépôt des commentaires des personnes intéressées au 5 mars 2024 et la date pour la réplique d'Énergir à ces commentaires au 12 mars 2024.

[8] Le 19 février 2024, la Régie transmet sa DDR n° 3, à laquelle Énergir répond le 26 février 2024.

[9] Le 23 février 2024, la Régie convoque Énergir à une audience le 14 mars 2024, afin de traiter des préoccupations relatives à certains aspects spécifiques de sa Demande :

- La proposition visant à fonctionnaliser les coûts de transport sur le réseau de TQM au tarif de fourniture de GSR;
- L'analyse de la rentabilité de la deuxième composante du Projet et l'inclusion des coûts de nettoyage dans cette deuxième composante;
- Le traitement de la perte sur disposition d'actif.

[10] La Régie invite également les intervenants reconnus au dossier tarifaire R-4213-2022 à lui indiquer s'ils entendent participer à cette audience et s'ils comptent y présenter une preuve. Elle précise à ces derniers qu'ils seront reconnus d'office comme intervenants uniquement aux fins de l'examen des sujets identifiés dans sa lettre du 23 février 2024³.

³ Pièce [A-0020](#).

[11] Le 1^{er} mars 2024, la Régie reporte la date de dépôt des commentaires des personnes intéressées au 18 mars 2024 et la réplique d'Énergir à ces commentaires au 25 mars 2024⁴.

[12] L'audience sur les questions soulevées par la Régie dans sa lettre du 23 février 2024 se tient tel que prévu le 14 mars 2024. L'ACIG, le ROÉÉ et le RTIEÉ, sont présents à l'audience et donc reconnus intervenants au présent dossier pour traiter des questions soulevées par la Régie lors de l'audience.

[13] Le 18 mars 2024, le ROÉÉ, le RTIEÉ, LERI et monsieur Richard déposent des commentaires suivant l'échéance établie par la Régie. Le 25 mars 2024, Énergir réplique aux commentaires des personnes intéressées.

[14] Le 24 avril 2024, LERI dépose une lettre accompagnée du *Rapport d'enquête et d'audience publique* du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) portant sur le Projet d'Énergir.

[15] Le 30 avril 2024, Énergir transmet ses commentaires sur la lettre de LERI du 24 avril 2024.

[16] La présente décision porte sur la Demande.

2 CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE

[17] La Régie autorise le Projet sous la condition que sa Composante 2 rencontre le seuil minimal de rentabilité en appliquant les paramètres déterminés dans la présente décision.

⁴ Pièce [A-0024](#).

3 PROJET

3.1 MISE EN CONTEXTE ET HISTORIQUE DU PROJET

[18] Depuis décembre 2004, LERI, située à Saint-Jérôme, est alimentée en biogaz par WM au moyen d'une conduite dédiée. Toutefois, une partie de la production du biogaz provenant du site d'enfouissement de Sainte-Sophie est actuellement envoyée à la torchère.

[19] 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. Également, dans les deux dernières années, WM a commencé le développement d'un projet de biométhanisation sur le même site que l'usine de WM à Sainte-Sophie (l'Usine).

[20] Les discussions entre Énergir et WM, relatives au raccordement de l'Usine pour l'injection de GSR, ont mené à la signature d'un contrat de service D_R en avril 2023⁵. Les actifs de raccordement de ce contrat permettront à Énergir de recevoir le GSR provenant de l'Usine et, par la suite, du futur projet de biométhanisation de WM. La date de début du service projetée est le 1^{er} janvier 2025. Les discussions commerciales entre WM et Énergir relatives à l'achat du GSR ont mené à la signature d'un contrat d'achat de GSR en septembre 2023.

[21] Énergir mentionne qu'à la suite de la décision de WM de valoriser le biogaz sous forme de GSR, les actifs liés au biogaz, incluant la conduite entre Sainte-Sophie et Saint-Jérôme, devenaient inutiles. Afin de se conformer aux obligations découlant de la *Loi sur la qualité de l'environnement*⁶ et du *Code de sécurité*⁷, la conduite doit être nettoyée avant d'être abandonnée ou réutilisée à d'autres fins. L'arrêt de la production de biogaz par WM fait également en sorte qu'un poste de compression et un poste de mesurage doivent être abandonnés.

⁵ Pièce [B-0007](#).

⁶ [Loi sur la qualité de l'environnement](#).

⁷ [Code de sécurité](#).

[22] Afin de combler les besoins énergétiques de l'Usine de WM, Énergir a étudié deux scénarios pour connecter l'Usine de WM à son réseau de distribution. Le réseau actuel ne peut combler les besoins de l'Usine. Considérant que la conduite entre Sainte-Sophie et Saint-Jérôme ne servira plus à acheminer du biogaz entre WM et LERI, et que l'autre option considérée est plus coûteuse⁸, 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.

[23] Subséquemment, un contrat de distribution pour la consommation de gaz naturel de l'Usine a été signé le 10 novembre 2023⁹. Pour le moment, les volumes projetés au contrat ne concernent que l'Usine de raffinage de biogaz. Énergie mentionne qu'il est possible que dans le futur, les volumes souscrits par WM augmentent et, le cas échéant, un nouveau contrat de distribution serait alors conclu afin de refléter les nouvelles capacités souscrites.

3.2 DESCRIPTION GLOBALE DU PROJET

[24] Comme indiqué précédemment, le Projet d'Énergir est séparé en trois composantes :

- Le raccordement de l'Usine au réseau de TQM afin de permettre l'injection de GSR. L'Usine comprend les installations de raffinage de biogaz produit à partir de la purification des biogaz du site d'enfouissement pour la production de GSR (Composante 1 du Projet).

⁸ Voir la section 5.2 de la présente décision.

⁹ Pièce [B-0008](#).

- Le raccordement de l'Usine au réseau de distribution d'Énergir pour sa consommation de gaz naturel (Composante 2 du Projet).
- Le nettoyage de la conduite existante ainsi que l'abandon d'une partie de cette conduite et des actifs liés au biogaz (Composante 3 du Projet).

[25] Énergir mentionne que WM est une importante compagnie de collecte, de traitement et de recyclage des déchets en Amérique du Nord. Elle est propriétaire et opère plus d'une centaine de sites d'enfouissement en Amérique du Nord. WM prévoit développer environ 20 projets possibles de GSR à travers le Canada et les États-Unis.

[26] Le coût total des investissements est évalué à 41,7 M\$, dont 33,3 M\$¹⁰ pour le raccordement de l'Usine de WM pour l'injection de GSR, 2,5 M\$ pour la connexion de l'Usine au réseau de distribution d'Énergir pour sa consommation en gaz naturel et 5,9 M\$ pour le nettoyage de la conduite et l'abandon des actifs liés au biogaz¹¹.

[27] Le Distributeur mentionne 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. Les coûts liés à la Composante 1 seront récupérés par l'entremise du tarif D_R alors que ceux liés aux Composantes 2 et 3 seront récupérés dans les tarifs futurs du distributeur. Énergir indiquait, au moment du dépôt de sa Demande, que la Composante 1 du Projet faisait l'objet d'une étude par le BAPE¹² entamée en mai 2022.

[28] Le Distributeur a réalisé une étude géotechnique qui comprends deux analyses des sols.

¹⁰ Énergir précise que les coûts estimés de 33,3 M\$ pour le volet Investissement sont de 35,2 M\$ en incluant les frais financiers. Pièce [B-0040](#), p. 13.

¹¹ Pièce [B-0005](#), p. 4.

¹² Pièce [B-0005](#), p. 8.

TABLEAU 1¹³
CARACTÉRISTIQUES DE L'ÉTUDE GÉOTECHNIQUE

Analyses	Phases	Forages	Tranchées	Sondages et tranchées
1 ^{ère} analyse des sols	Ph. n° 1: 7-19 sept. 2022 Ph. n° 2: 23 nov.-8 déc. 2022 Ph. n° 3: 5-25 oct. 2023	11 forages verticaux : entre 5,3 m et 12,8 m	54 tranchées exploratoires : jusqu'à 2,6 m de profondeur	Effectués le long du tracé projeté en servitude dédiée sur : - les terrains de WM; - les terrains d'autres propriétaires privés;
2 ^{ème} analyse des sols	3-12 oct. 2023	8 forages: entre 7,7 m et 10,7 m	2 tranchées exploratoires : de 3,5 m de profondeur	- aux abords des traverses de cours d'eau et de chemins de fer; - des routes municipales; et - des routes appartenant au MTQ.

[29] Les résultats de ces sondages permettent à Énergir de connaître, entre autres, la nature du sol et sa stabilité, en plus d'augmenter le niveau de précision sur la quantité de roc à enlever, ainsi que sur l'apport et la disposition du remblai. Selon les résultats de l'étude réalisée, Énergir est confiante de pouvoir réaliser les travaux selon l'estimation des coûts. Ces informations serviront également pour déterminer les méthodes de construction lors de la réalisation des travaux.

3.3 OBJECTIFS DU PROJET

[30] Énergir précise que la réalisation du Projet vise, notamment, à répondre aux objectifs suivants¹⁴ :

- Permettre à Énergir d'acheminer jusqu'aux consommateurs finaux le GSR produit par WM à partir de l'Usine;
- Favoriser l'atteinte des objectifs de la politique énergétique du Québec, soit d'augmenter de 50 % la production de bioénergie;

¹³ Pièce [B-0005](#), p. 9.

¹⁴ Pièce [B-0005](#), p. 6.

- Favoriser l'atteinte des cibles réglementaires de livraison de GSR de 5 % en 2025-2026, 7 % en 2028-2029 et 10 % en 2030-2031;
- Favoriser une source d'approvisionnement locale d'énergie renouvelable et contribuer au développement de la filière du GSR au Québec;
- Raccorder WM au réseau de distribution d'Énergir pour sa consommation de gaz naturel;
- Réhabiliter la conduite existante de biogaz;
- Abandonner une partie de la conduite existante ainsi que les actifs liés au biogaz (poste de compression et poste de mesurage);
- Réaliser le Projet en minimisant les émissions de gaz à effet de serre (GES);
- Proposer des tracés minimisant les impacts techniques et environnementaux.

3.4 CALENDRIER DU PROJET

[31] Le détail du calendrier pour chacune des composantes du Projet est présenté dans les sections suivantes. Afin de respecter l'échéancier fixé pour la mise en gaz prévue en décembre 2024 et de pouvoir débiter les travaux en juin 2024, Énergir constate qu'une autorisation de la Régie serait nécessaire avant le 15 mars 2024, notamment afin de finaliser les achats d'équipements, signer le contrat avec l'entrepreneur général et lui permettre de planifier son exécution¹⁵.

3.5 IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

[32] Énergir fait valoir que la réalisation du Projet permettra de raccorder les installations d'un client désirant injecter du GSR produit sur le territoire d'Énergir afin qu'il puisse être distribué dans le réseau de distribution et acheminé à sa clientèle.

¹⁵ Pièce [B-0005](#), p. 11.

[33] Le Projet permettra, entre autres, de diversifier les sources d’approvisionnement en favorisant la consommation d’une énergie renouvelable locale, sans impact sur la qualité de prestation du service de distribution de gaz naturel. Énergir mentionne que ce Projet atteint également les objectifs du Gouvernement du Québec (le Gouvernement) visant à augmenter la production et la consommation de GSR au Québec. En ce sens, les volumes additionnels injectés dans le réseau d’Énergir contribueront à l’atteinte des cibles réglementaires de contenu renouvelable pour les distributeurs gaziers et permettront d’offrir une énergie renouvelable aux clients d’Énergir.

[34] Enfin, le Distributeur indique que le Projet permettra également de nettoyer et de réhabiliter une conduite existante afin de pouvoir permettre à WM de consommer du gaz naturel, sans impact sur la qualité de prestation de son service de distribution¹⁶.

4 RACCORDEMENT DE L’USINE DE WM À DES FINS D’INJECTION DE GSR – COMPOSANTE 1

[35] Le Distributeur présente la première composante du Projet qui vise à raccorder l’Usine de WM située à Sainte-Sophie à des fins d’injection de GSR. Pour ce faire, Énergir entend mettre en opération un poste d’injection ainsi qu’une conduite de transmission de classe 7 070 kPa de 168,3 mm de diamètre et d’environ 9,7 km de longueur afin d’interconnecter la nouvelle conduite au réseau existant de TQM¹⁷. Énergir souligne que le réseau de transmission de TQM est le seul réseau à proximité ayant la capacité hydraulique à même d’accueillir les volumes de GSR produits, d’où l’interconnexion avec TQM¹⁸.

[36] L’étude hydraulique, réalisée à partir des données historiques de consommation du réseau de TQM, a permis de conclure, en tenant compte de la consommation actuelle des clients d’Énergir sur le tronçon en question, que ce réseau a la capacité de prendre la totalité du GSR qui sera produit par l’Usine. L’injection se fera dans une conduite de

¹⁶ Pièce [B-0005](#), p. 11 et 12.

¹⁷ Pièce [B-0005](#), p. 8.

¹⁸ Pièce [B-0005](#), p. 13.

transmission de TQM qui est une branche latérale vers Saint-Jérôme, de son réseau principal, qui alimente l'île de Montréal, la Rive-Nord du fleuve Saint-Laurent jusqu'à Québec, la Beauce ainsi que l'Estrie et une partie du nord-est américain via la conduite de *Portland Natural Gas Transmission System*.

[37] Énergir présente les principaux équipements composant le poste d'injection et leur fonction ainsi que la conduite de transmission reliant le poste d'injection au réseau de TQM. Un schéma représentant la chaîne de valorisation du GSR, de la production par WM jusqu'à l'injection dans le réseau de TQM, est aussi présenté¹⁹.

[38] Le Distributeur mentionne que WM sera responsable du captage et du nettoyage du biogaz produit sur son site afin d'atteindre la qualité nécessaire à l'injection dans le réseau d'Énergir. Dans le cas où le GSR reçu au point de réception d'Énergir n'était pas conforme, celui-ci serait réacheminé vers l'Usine du producteur. De ce fait, WM est responsable d'installer et de raccorder son Usine à l'entrée du poste d'injection ainsi que la conduite de retour/recyclage à la sortie du poste d'injection vers l'Usine.

[39] De son côté, Énergir devra s'assurer, à partir du point de réception, que le GSR reçu dispose des mêmes propriétés que le gaz naturel circulant dans son réseau de distribution pour ensuite l'injecter dans la conduite principale. Ce poste de réception sera construit sur le terrain du producteur, raccordé au réseau d'Énergir et composé d'équipements permettant la régulation, le mesurage, l'odorisation et le contrôle de qualité du GSR reçu. Énergir sera également responsable de l'aménagement du terrain où le poste d'injection sera installé ainsi que la construction de la conduite de raccordement pour relier ce poste au réseau de distribution existant²⁰.

¹⁹ Pièce [B-0005](#), p. 17.

²⁰ Pièce [B-0005](#), p. 18.

[40] Le Distributeur présente le calendrier suivant des principales activités de cette composante du Projet liée à l'injection du GSR.

TABLEAU 2²¹

CALENDRIER DE RÉALISATION DE LA COMPOSANTE DU PROJET LIÉE À L'INJECTION DU 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 DR 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

[41] Énergir souhaite débiter les travaux en juillet 2024. Elle indique ne pas être en mesure d'évaluer les coûts additionnels qui pourraient être engendrés si un retard survenait quant à la mise en gaz de la conduite²².

4.1 LE SITE D'ENFOUISSEMENT DE SAINTE-SOPHIE

[42] Énergir indique que l'Usine développée par WM à Sainte-Sophie aura un potentiel d'injection de GSR dans le réseau d'Énergir de $74,39 \times 10^6 \text{m}^3$ par année, à terme. Ces volumes proviennent, en majeure partie, du lieu d'enfouissement technique et augmentent à travers les années pour atteindre un maximum de $68,2 \times 10^6 \text{m}^3$ à partir de l'an 16, maintenu jusqu'à l'an 23. De plus, Énergir mentionne que le projet de biométhanisation que WM va développer sur le même site d'enfouissement aura une

²¹ Pièce [B-0005](#), p. 29.

²² Pièce [B-0022](#), p. 16.

capacité de production de $6,19 \cdot 10^6 \text{m}^3$, en utilisant les mêmes actifs de raccordement. Ces volumes s'ajoutent à ceux produits par le site d'enfouissement pour un potentiel d'injection de $74,39 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ²³.

[43] Énergir précise qu'une autorisation a été délivrée à WM en 2020²⁴, ce qui permet d'augmenter la capacité d'enfouissement du site à un maximum de $18,6 \cdot 10^6 \text{m}^3$ de matières. WM pose l'hypothèse qu'elle enfouira 1 M de tonnes par année à partir de 2022 durant 18 ans et 600 000 tonnes la 19^{ème} année. De plus, Énergir indique que le site de WM a produit en moyenne $112,2 \cdot 10^6 \text{m}^3$ de biogaz par année durant les cinq dernières années, ce qui équivaut en GSR à une valeur comprise entre $56,1 \cdot 10^6 \text{m}^3$ et $61,7 \cdot 10^6 \text{m}^3$. Par ailleurs, WM précise :

Les matières enfouies tant avant le Décret 2020 qu'en vertu de ce dernier produiront du biogaz durant plusieurs décennies et ce même une fois que le site aura atteint sa pleine capacité, que ce soit en 2041 tel que prévu par le Décret 2020 ou ultérieurement si une durée d'exploitation ou une capacité additionnelle est autorisée par les autorités²⁵.

[44] Sur la base de ces informations, notamment, Énergir juge que le risque de manquement des livraisons de GSR est mitigé²⁶.

[45] Énergir anticipe que le site d'enfouissement continuera de produire du GSR à l'échéance du contrat d'achat de 23 ans. Toutefois, une période d'amortissement de 20 ans sera appliquée aux actifs de raccordement de l'Usine en vue d'injecter du GSR²⁷.

²³ Pièce [B-0022](#), p. 18 et 19.

²⁴ [Décret 1227-2020 du 18 novembre 2020](#) *Concernant la délivrance d'une autorisation à WM Québec Inc. pour le projet d'agrandissement du lieu d'enfouissement technique de Sainte-Sophie sur le territoire de la municipalité de Sainte-Sophie.*

²⁵ Pièce [B-0045](#).

²⁶ Pièce [B-0030](#), p. 3.

²⁷ Pièce [B-0005](#), p. 23.

4.2 CONTRAT DE SERVICE D_R ET CONTRAT D'APPROVISIONNEMENT

[46] Énergir et WM ont signé un contrat de service D_R en avril 2023, relatif au raccordement de l'Usine pour l'injection du GSR qui sera produit par le site d'enfouissement. Les actifs de raccordement de ce contrat permettront à Énergir de recevoir le GSR provenant de l'Usine et, par la suite, du futur projet de biométhanisation de WM²⁸.

[47] Énergie dépose le contrat de garantie signé par WM, ce qui assure de maintenir la clientèle indemne en cas de défaut de paiement de WM lié à ses obligations contractuelles relatives au tarif de réception définies dans le contrat de service D_R²⁹.

[48] De plus, Énergir et WM ont signé un contrat d'approvisionnement de GSR provenant de l'Usine en septembre 2023, lequel a été approuvé par la Régie³⁰. Elle précise notamment :

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-Sophie³¹.

²⁸ Pièces [B-0005](#), p. 7, et [B-0032](#).

²⁹ Pièce B-0031, sous pli confidentiel.

³⁰ Pièce [B-0005](#), p. 7 et dossier R-4213-2022, [D-2024-014](#), p. 23.

³¹ Dossier R-4213-2022, pièce [B-0343](#), p. 5.

[49] Énergir indique que ce contrat d'achat-vente a été signé uniquement pour les volumes de GSR provenant de l'usine de purification des biogaz issus du lieu d'enfouissement technique, laquelle devrait être mise en service le 1^{er} janvier 2025. Énergir est en discussions avec WM pour l'achat de volumes du GSR qui seront produits par le projet de biométhanisation et pour lequel une mise en service est prévue au début de l'année 2026³².

4.3 NORMES TECHNIQUES

[50] Énergir confirme que la construction de la conduite de raccordement sera réalisée conformément aux exigences de la dernière édition applicable au Québec de la norme CSA Z662 et du chapitre II du *Code de construction*. Le Distributeur précise également les principales normes, exigences et règlements applicables à la construction du Projet et pour le contrôle du gaz injecté, ainsi que les données techniques de sa conduite de raccordement.

4.4 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[51] Énergir indique que d'autres options ont été envisagées, telles que le fait de relier la conduite de raccordement au réseau d'alimentation d'Énergir ou bien la possibilité d'installer un poste à rebours afin d'injecter le surplus d'une nouvelle conduite d'alimentation vers le réseau de TQM.

[52] La première option envisagée n'est pas viable, car la pression du réseau d'alimentation d'Énergir est trop faible pour les volumes importants de GSR qui seront produits. Par conséquent, le raccordement à la conduite de transmission était la seule option possible pour recevoir la totalité des volumes qui seront injectés. Quant à la seconde option étudiée, elle entraînerait des impacts plus importants pour l'environnement, l'agriculture et la perte d'usage du sol, avec des coûts d'opération importants³³.

³² Pièce [B-0022](#), p. 21 et 22.

³³ Pièce [B-0005](#), p. 20.

4.5 COÛTS ASSOCIÉS AUX ACTIFS DE RACCORDEMENT LIÉS À L'INJECTION DU GSR

[53] La Composante 1 du Projet nécessite des investissements totaux de 33,3 M\$, dont 15 M\$ proviendraient potentiellement d'une contribution financière du Gouvernement. En effet, Énergir a déposé une demande de subvention au ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MEIE) dans le cadre du Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable.

[54] Afin d'établir le tarif de réception, Énergir a présumé que la demande d'aide financière de 15 M\$ sera acceptée par le Gouvernement. Advenant un refus, WM accepte d'assumer l'entièreté des coûts³⁴.

[55] Énergir précise qu'en vertu de l'article 4.1 de l'annexe A du Contrat D_R, WM s'engage à payer le tarif de réception sans aucune limitation ni condition, à compter de la date de début du service et pour toute la durée du service par la suite. Dans le Contrat D_R, le tarif est défini comme étant le tarif de réception en vigueur et à être fixé en fonction des coûts finaux des actifs de réception lorsqu'ils seront connus, le tout conformément aux CST en vigueur. Advenant qu'une subvention soit versée à Énergir pour couvrir une partie des coûts finaux, elle sera déduite du montant de l'investissement utilisé afin de calculer le tarif de réception³⁵.

[56] Énergir précise que les coûts ont été évalués selon une estimation de classe 3, avec une précision de $\pm 15\%$ et que sa contingence a été établie à partir des résultats des simulations Monte-Carlo. Elle présente, sous pli confidentiel, le tableau détaillé des coûts relatifs au Projet³⁶ ainsi que le détail des plages d'incertitude liées à chacune des activités du Projet³⁷.

[57] Quant aux coûts de raccordement de la tuyauterie au réseau de TQM, ils seront assumés par TQM et récupérés dans les coûts de transport à être payés par Énergir afin de déplacer le GSR d'une zone de consommation vers une autre. Advenant l'annulation du Projet avant la mise en service des actifs de raccordement au réseau de TQM, cette

³⁴ Pièce [B-0005](#), p. 18.

³⁵ Pièces [B-0030](#), p. 6 et 7, et B-0032, section 2 et art. 4.2 de l'annexe A du Contrat D_R.

³⁶ Pièce B-0004, p. 21, déposée sous pli confidentiel.

³⁷ Pièce B-0004, annexe 1, p. 1, tableau 1, déposée sous pli confidentiel.

dernière facturerait les dépenses qu'elle a encourues à Énergir qui à son tour les facturerait à WM³⁸. Ainsi, l'obligation d'assumer les coûts de la tuyauterie de raccordement au réseau de TQM reviendrait à WM si le Projet devait être annulé³⁹. Énergir présente des tarifs indicatifs basés sur des exemples de coûts payés pour l'utilisation de la conduite TCPL/TQM⁴⁰.

4.6 IMPACT TARIFAIRE

[58] L'ensemble des coûts sont récupérés par le tarif de réception qui est facturé à WM. En conséquence, Énergir précise qu'aucune analyse de rentabilité et d'impact sur les tarifs n'est nécessaire dans le cas d'un projet d'injection, puisque ces coûts sont récupérés en totalité par le tarif de réception calculé spécifiquement par projet⁴¹.

4.7 ÉTABLISSEMENT DU TARIF DE RÉCEPTION

4.7.1 CALCUL DES TAUX COMPOSANT LE TARIF DE RÉCEPTION

[59] Conformément à la méthodologie approuvée par la Régie⁴², le tarif de réception tient compte à la fois des différents points de réception et de livraison. Ainsi, des taux spécifiques sont déterminés pour chacun des points de réception et de livraison. Le tarif de réception se décline de la manière suivante :

$$\text{Tarif de réception} = T\text{-PR}_X + T\text{-PL}_F + T\text{-PL}_{HF}$$

T-PR_X = taux applicable au point de réception X; équivaut aux coûts des catégories A et C

T-PL_F = taux applicable au point de livraison en territoire; équivaut aux coûts de la catégorie D

T-PL_{HF} = taux applicable au point de livraison hors territoire; équivaut aux coûts de la catégorie B

³⁸ Stipulé dans la clause 5.2 du Contrat de service D_R.

³⁹ Pièce [B-0022](#), p. 25.

⁴⁰ Pièce [B-0040](#), p. 8.

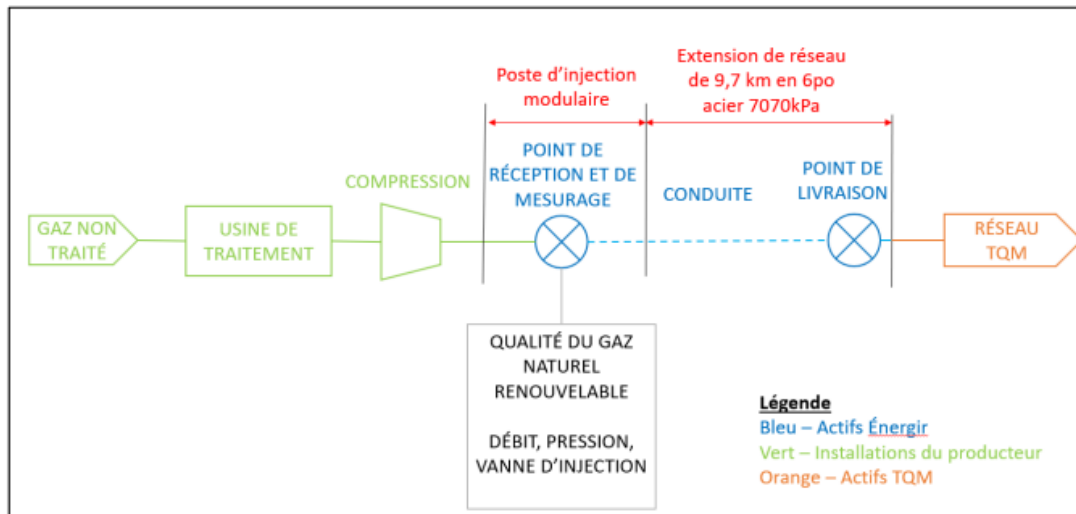
⁴¹ Pièce [B-0005](#), p. 21.

⁴² Pièce [B-0005](#), p. 21 et Dossier R-3732-2010, décision [D-2011-108](#), p. 12 à 27.

[60] La chaîne de valorisation du GSR produit par WM et distribué par Énergir est présentée à la figure 1 ci-dessous.

FIGURE 1⁴³

SCHÉMA DE LA CHAÎNE DE VALORISATION DU GSR PRODUIT PAR WM ET DISTRIBUÉ PAR ÉNERGIR



[61] La figure 1 présente un point de réception où Énergir reçoit le GSR produit par WM au poste d'injection et un point de livraison où Énergir livre le GSR à TQM.

[62] Énergir indique que le tarif de réception présenté au présent dossier est basé sur des coûts estimés. Elle précise que le tarif final facturé sera basé sur les coûts réels du Projet et tiendra compte, le cas échéant, de la subvention de 15 M\$ du Gouvernement. De plus, les taux finaux composant le tarif de réception seront soumis pour approbation lorsque la Composante 1 du Projet sera complétée lors du dossier tarifaire 2024-2025, sous condition du respect de l'échéancier⁴⁴.

⁴³ Pièce [B-0005](#), p. 17.

⁴⁴ Pièce [B-0005](#), p. 22.

4.7.2 TAUX AU POINT DE RÉCEPTION

[63] Le Distributeur présente les hypothèses retenues et les différentes étapes requises pour le calcul des taux au point de réception. Il présente également un tableau sommaire des taux au point de réception prévus pour les 20 premières années du Projet⁴⁵.

[64] Les taux au point de réception présenté par Énergir dans le tableau 3 ci-dessous serviront à récupérer les coûts liés à l'investissement des conduites de raccordement (coûts de la catégorie A) ainsi que les coûts de distribution non liés au réseau gazier (coûts de la catégorie C).

TABLEAU 3⁴⁶
TAUX AU POINT DE RÉCEPTION POUR LES ANNÉES 1 ET 20

Taux au point de réception	An 1	An 20
Taux de l'OMQ - Volet Investissements ($\phi/m^3/\text{jour}$)	2,864	1,245
Taux de l'OMQ - Volet Distribution ($\phi/m^3/\text{jour}$)	0,652	0,650
Taux unitaire au volume injecté (ϕ/m^3)	0,178	0,178
Total	3,694	2,074

⁴⁵ Pièce [B-0005](#), p. 24 à 28 et annexe 2.

⁴⁶ Pièce [B-0005](#), annexe 2.

4.7.2.1 Coûts de catégorie A

[65] Énergir établit les coûts de l'investissement total à 20,3 M\$ afin de calculer l'obligation minimale quotidienne (OMQ) du volet « Investissements ». Ces coûts sont basés sur les coûts d'investissement de 35,3 M\$⁴⁷, diminués de la subvention gouvernementale de 15 M\$ dans le tableau 4 ci-dessous.

TABLEAU 4⁴⁸
COÛTS UTILISÉS POUR LE CALCUL DE L'OMQ – VOLET « INVESTISSEMENTS »

Activités	Coûts <i>(000\$)</i>
Investissement total	35 252
(-) Contribution	(15 000)
Investissement total après contribution	20 252

[66] Le taux de l'OMQ pour le volet « Investissements » est établi en divisant les coûts annuels générés par cet investissement par la capacité maximale contractuelle exprimée annuellement, ce qui résulte en un taux unitaire de 2,864 ¢/m³/jour pour la première année et de 1,245 ¢/m³/jour pour la vingtième année.

4.7.2.2 Coûts de catégorie C

[67] Énergir indique que la portion fixe des coûts de distribution non liés au réseau gazier est estimée à 666 531 \$ annuellement, suivant la méthodologie approuvée par la Régie⁴⁹, laquelle est basée sur un taux de 4 % applicable sur les coûts du poste d'injection, avant subvention, et un maximum de 4 % des coûts d'investissement de la conduite, jusqu'à concurrence de 30 % de l'investissement total. Énergir indique qu'il en résulte un taux de l'OMQ relié au volet « Distribution » de 0,652 ¢/m³/jour.

⁴⁷ Énergir précise que les coûts estimés de 33,3 M\$ pour le volet « Investissement » sont de 35,2 M\$ en incluant les frais financiers. Pièce [B-0040](#), p. 13.

⁴⁸ Pièce [B-0005](#), p. 22.

⁴⁹ Dossier R-4213-2022 Phase 2, décision [D-2023-127](#), p. 96.

[68] La partie variable de la tarification au point de réception est le taux unitaire au volume injecté qui est constitué des redevances volumétriques. Énergir indique que le taux unitaire au volume injecté correspond à 0,178 ¢/m³.

4.7.3 TAUX AU POINT DE LIVRAISON

[69] Énergir confirme que les volumes de GSR seront livrés à l'intérieur du territoire d'Énergir et injecté dans la région des Laurentides comportant plus de cinq zones de consommation. À ce jour, aucune injection de GSR n'a été réalisée dans cette région, et donc aucune zone de consommation n'y est associée et ne se retrouve pour l'instant dans les CST. Toutefois, en raccordant WM au réseau de TQM, une nouvelle zone de consommation sera créée à Sainte-Sophie. Ainsi, comme aucun client consommateur n'est raccordé dans cette nouvelle zone, le GSR produit devra être transporté vers une autre zone de consommation de la région des Laurentides. Énergir précise que le niveau de consommation des différentes zones des Laurentides sera suffisant pour absorber l'entièreté du GSR produit. Compte tenu de la complexité découlant des multiples zones de consommation des Laurentides, Énergir n'est pas en mesure de produire une mise à jour de la carte des zones de consommation, mais propose de l'inclure lors du prochain dossier tarifaire⁵⁰.

4.7.3.1 Coûts de catégorie D

[70] Le taux au point de livraison en franchise vise la récupération des coûts additionnels d'utilisation du réseau de transport de TQM (coûts de la catégorie D).

[71] Énergir présente une proposition afin que les frais de transport sur le réseau de TQM soient récupérés, non par le biais des taux au point de livraison, mais plutôt par le biais du tarif de fourniture de GSR :

⁵⁰ Pièce [B-0022](#), p. 5.

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-2023-108⁵¹.

[nous soulignons]

[72] La Régie a questionné Énergir afin de mieux comprendre la méthode de fonctionnalisation des coûts de transport de TQM proposée par le Distributeur et afin de concilier son application avec la méthode d’établissement du tarif de réception approuvée par la Régie dans sa décision D-2011-108⁵².

[73] Dans ses réponses à la DDR n° 1 de la Régie, Énergir indique notamment :

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 requise⁵³.

[74] Dans ses réponses à la DDR n° 3 de la Régie, Énergir réitère que sa proposition ne constitue pas une modification du tarif de réception :

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-

⁵¹ Pièce [B-0005](#), p. 28.

⁵² Dossier R-3732-2010, décision [D-2011-108](#).

⁵³ Pièce [B-0022](#), p. 8.

2025, une décision devra être obtenue avant la date de début du service projetée pour l'injection de GSR, soit le 1er janvier 2025⁵⁴.

[75] La Régie a convoqué Énergir à une audience le 14 mars 2024 afin d'obtenir des réponses à certaines questions, notamment les suivantes :

1. Est-ce que la proposition d'Énergir de récupérer les coûts de transport sur le réseau de TQM (Coûts de catégorie D) en les fonctionnalisant à travers le tarif de fourniture de GSR respecte les Conditions de service et Tarif d'Énergir, plus particulièrement, les dispositions relatives au tarif de réception?

2. Est-ce que cette proposition constitue une modification de nature tarifaire qui doit être examinée, le cas échéant, dans un dossier tarifaire?⁵⁵

[note de bas de page omise]

[76] Lors de l'audience, Énergir a précisé qu'elle ne demandait pas à la Régie de se prononcer, dans le cadre du présent dossier, sur sa proposition visant la fonctionnalisation des coûts de transport sur le réseau de TQM au tarif de fourniture de GSR.

Je vais aborder ces éléments-là dans ma plaidoirie tout à l'heure, mais un élément que je tenais à préciser d'emblée... et en toute candeur, je pense qu'on aurait probablement eu avantage à être plus clair là-dessus dans nos réponses aux DDR, là. Puis pour être sûr qu'on soit tous sur la même page là-dessus, on ne demande pas à la Régie d'approuver la proposition de fonctionnalisation des coûts de transport dans le présent dossier. Donc, ce que vous avez devant vous c'est une demande d'approuver les investissements en vertu de l'article 73. Et il n'y a pas de conclusion, là, dans notre demande, si vous avez remarqué, là, relativement à la fonctionnalisation des coûts de transport de TQM.

[...]

Je vous l'ai mentionné tout à l'heure d'emblée, là, pour ce qui est de la décision D-2011-108, donc je vous sou mets que oui, donc oui, la proposition d'Énergir de

⁵⁴ Pièce [B-0040](#), p. 11.

⁵⁵ Pièce [A-0020](#), p. 1.

fonctionnaliser les coûts de transport à la fourniture GSR plutôt que les récupérer via le tarif de réception déroge à la méthode qui a été établie dans la décision⁵⁶.

[77] Énergir a par ailleurs confirmé que si sa proposition n'était pas acceptée par la Régie dans le cadre du dossier tarifaire, le tarif de réception serait alors appliqué afin de récupérer les coûts de transport sur le réseau de TQM et que l'acceptation ou non de cette proposition n'avait aucune incidence sur sa demande d'autorisation du Projet⁵⁷.

4.8 AUTORISATIONS EXIGÉES

[78] Outre l'approbation de la Régie, Énergir présente la liste des autorisations requises en vertu d'autres lois, incluant l'étude d'impact soumis au BAPE⁵⁸. Au moment du dépôt de la Demande, une recommandation finale du BAPE suivie d'un décret étaient attendus en juin 2024⁵⁹. Le rapport du BAPE a été publié le 19 avril 2024.

4.9 CRÉATION D'UN CFR – RACCORDEMENT POUR L'INJECTION DE GSR

[79] Énergir demande à la Régie d'autoriser la création d'un Compte de frais reportés (CFR) hors base, portant intérêts selon le coût moyen pondéré du capital en vigueur, dans lequel seront cumulés les coûts reliés aux actifs nécessaires à l'injection de GSR du Projet jusqu'à leur récupération par le tarif D_R ⁶⁰.

⁵⁶ Pièce [A-0028](#), p. 13 et 143.

⁵⁷ Pièce [A-0028](#), p. 80 et 146.

⁵⁸ Pièce [B-0005](#), p. 28.

⁵⁹ Pièce [B-0005](#), p. 8.

⁶⁰ Pièces [B-0005](#), p. 41.

4.10 POSITION DES INTERVENANTS

Tarif de réception – Coûts de catégorie D

[80] Dans son mémoire, le ROÉÉ indique que les coûts de catégorie D devraient être facturés à WM en vertu du tarif D_R . Il recommande à la Régie de refuser la proposition d'Énergir de récupérer les coûts de transport sur le réseau de TQM en les fonctionnalisant à travers le tarif de fourniture de GSR. Selon le ROÉÉ, la proposition d'Énergir n'aurait pas le même effet que si les coûts transport sur le réseau de TQM étaient récupérés par le tarif de réception. L'intervenant est d'avis que cette proposition aurait pour conséquence de réduire artificiellement le prix moyen réel du GSR⁶¹.

4.11 OPINION DE LA RÉGIE

[81] La Régie constate que les renseignements fournis par Énergir au soutien de la réalisation de la Composante 1 du Projet sont conformes au Règlement et à la méthodologie qu'elle a approuvée⁶².

[82] La Régie est satisfaite de l'assurance fournie par Énergir à l'effet que WM assumera l'entièreté des coûts de la Composante 1 du Projet, advenant un refus complet ou partiel de la demande de subvention d'Énergir par le MEIE ou un dépassement des coûts pour la durée du service, tel que stipulé dans le contrat D_R ⁶³.

[83] La Régie note également que l'obligation d'assumer les coûts de la tuyauterie de raccordement au réseau de TQM reviendrait à WM si le projet devait être annulé avant sa mise en service, en vertu de la clause 5.2 du contrat D_R ⁶⁴.

⁶¹ Pièce [C-ROÉÉ-0005](#), p. 5 à 6.

⁶² Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-115](#), p. 7.

⁶³ Pièce [B-0032](#).

⁶⁴ Pièce [B-0022](#), p. 25.

[84] La Régie est également satisfaite quant à la garantie fournie par WM en cas de défaut de paiement de WM ou de non-respect des obligations de WM en lien avec le contrat D_R⁶⁵.

[85] En ce qui a trait à la proposition d'Énergir de récupérer les coûts de transport sur le réseau de TQM par le biais de la fonctionnalisation de ces coûts au tarif de fourniture de GSR et non par le tarif de réception, la Régie note la précision apportée par Énergir lors de l'audience du 14 mars 2024 selon laquelle elle ne demande pas à la Régie, dans le cadre du présent dossier, de se prononcer sur celle-ci. Cette proposition sera plutôt présentée dans le cadre du dossier tarifaire 2025-2026.

[86] La Régie note également les propos d'Énergir selon lesquels la méthode actuelle (le tarif de réception) sera appliquée pour récupérer les coûts de transport sur le réseau de TQM si sa proposition n'est pas acceptée par la Régie. La Régie note enfin qu'en l'absence d'une telle proposition par Énergir au dossier tarifaire, les coûts de transport sur le réseau de TQM seront récupérés par le tarif de réception.

[87] En raison des considérations qui précèdent, La Régie autorise Énergir à réaliser la Composante 1 du projet tel que soumis, sous réserve du respect des autres conclusions énoncées dans le cadre de la présente décision.

[88] La Régie demande à Énergir de lui soumettre, pour approbation, les taux finaux du tarif de réception basés sur les coûts réels, dans le cadre de l'examen du dossier tarifaire 2025-2026. Advenant qu'Énergir ne soit pas en mesure de déposer les taux finaux dans les délais prévus, la Régie lui demande de justifier le retard et de soumettre un nouvel échéancier pour le dépôt de ces taux finaux.

[89] Compte tenu des éléments soumis au présent dossier pour la Composante 1, la Régie autorise Énergir à créer un CFR, portant intérêts, dans lequel seront cumulés les coûts reliés aux actifs nécessaires à l'injection de GSR du Projet jusqu'à leur récupération par le tarif D_R. Dans l'intervalle, des intérêts seront capitalisés sur le solde de ces CFR et ce, au dernier coût en capital pondéré sur la base de tarification autorisée par la Régie.

⁶⁵ Pièce B-0031, sous pli confidentiel.

[90] La Régie demande à Énergir de produire une mise à jour de la carte des zones de consommation des Laurentides et de l'inclure lors du prochain dossier tarifaire 2024-2025⁶⁶.

[91] Par ailleurs, elle ordonne à Énergir de l'informer par voie administrative, dans les meilleurs délais, dans l'éventualité d'une hausse des coûts totaux de la Composante 1 du Projet supérieure à 15 %.

5 CONNEXION DE L'USINE DE WM POUR SA CONSOMMATION DE GAZ NATUREL - COMPOSANTE 2

5.1 DESCRIPTION DE LA COMPOSANTE 2

[92] WM a besoin de gaz naturel pour le fonctionnement de son Usine afin de permettre la production du GSR. Énergir propose de convertir et de raccorder au réseau de distribution de gaz naturel existant une partie de la conduite ayant servi à acheminer du biogaz entre WM à Sainte-Sophie et LERI à Saint-Jérôme (Composante 2). Le contrat de fourniture de biogaz entre WM et LERI a pris fin en décembre 2023.

[93] La conduite actuelle qui permettait d'alimenter LERI en biogaz a une longueur totale de 12,8 km. Une portion de 11,5 km devra être réhabilitée et raccordée au réseau existant à Sainte-Sophie et à Saint-Jérôme, tandis que le restant de la conduite de 1,3 km sera abandonné⁶⁷. Pour ce faire, une extension de réseau est requise à Sainte-Sophie et un forage directionnel d'environ 45 mètres permettra le raccordement de la conduite à Saint-Jérôme à l'aide d'une conduite en polyéthylène de 645 mètres⁶⁸. Les données techniques pour le raccordement de WM pour sa consommation de gaz naturel sont présentées dans le tableau qui suit.

⁶⁶ Pièce [B-0022](#), p. 5.

⁶⁷ Pièce [B-0005](#), p. 37.

⁶⁸ Pièce [B-0005](#), p. 31.

TABLEAU 5⁶⁹
DONNÉES TECHNIQUES POUR LE RACCORDEMENT DE WM
POUR SA CONSOMMATION DE GAZ NATUREL

Conduites	Classe de pression (kPa)	Longueur (mètres)
273,1 mm en acier (section réutilisée)	400	11 500
219,1 mm en polyéthylène	400	645
Longueur totale		12 145

[94] Un contrat de distribution de GNT entre Énergir et WM a été signé le 10 novembre 2023. Ce contrat a une durée de 20 ans. Les volumes projetés ne concernent pour le moment que l'Usine de raffinage de biogaz. La consommation de l'Usine s'établira à 3 Mm³ la première année du contrat et une OMA de 8,1 Mm³ est établie pour les 19 années subséquentes⁷⁰. Énergir précise qu'il est possible que dans le futur, les volumes souscrits par WM augmentent et, le cas échéant, un nouveau contrat de distribution sera alors conclu afin de refléter les nouvelles capacités souscrites.

[95] Énergir mentionne que la conversion de la conduite de biogaz et son inclusion au réseau de distribution permettront :

- de maintenir et de créer des emplois pour la construction et l'opération de nouvelles installations chez WM;
- aux entreprises et aux institutions locales installées le long de cette conduite de pouvoir accéder à une source d'énergie abordable;
- de contribuer à la compétitivité des approvisionnements énergétiques⁷¹.

⁶⁹ Pièce [B-0005](#), p. 32.

⁷⁰ Pièce [B-0005](#), p. 30.

⁷¹ Pièce [B-0005](#), p. 31.

[96] Les travaux à être réalisés permettront d'augmenter la capacité de distribution d'environ 4000 m³/h dans le secteur de Sainte-Sophie, en plus de combler les besoins en gaz naturel de l'Usine.

[97] Le calendrier des principales activités de la Composante 2 se retrouve au tableau 6.

TABLEAU 6⁷²:

CALENDRIER PROJÉTÉ POUR LE RACCORDEMENT DE WM POUR SA CONSOMMATION DE GAZ NATUREL

Activités	Début	Fin
Signature du contrat avec le client	Novembre 2023	
Ingénierie et devis détaillés des travaux	Novembre 2023	Mars 2024
Dépôt de la preuve et autorisation de la Régie	Novembre 2023	15 mars 2024
Obtention des autorisations et permis de construction	Décembre 2023	Juin 2024
Finalisation des ententes contractuelles avec l'entrepreneur	Avril 2024	Juin 2024
Réalisation des travaux de conversion et de raccordement	Septembre 2024	Décembre 2024
Mise en gaz	Décembre 2024	Décembre 2024

[98] Cette composante du Projet sera réalisée conformément aux spécifications techniques d'Énergir et respectera les différents codes et règlements applicables ainsi que la dernière édition de la norme CSA Z662 du *Code de construction*⁷³. Outre l'autorisation de la Régie, le Projet requiert également l'obtention des autorisations suivantes⁷⁴:

- Certificat d'autorisation du ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP);
- 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 et de la Mobilité durable (MTQ).

⁷² Pièce [B-0005](#), p. 36, tableau 14.

⁷³ Pièce [B-0005](#), p. 31.

⁷⁵ Pièce [B-0005](#), p. 32 et 33.

5.2 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[99] Le scénario alternatif envisagé par le Distributeur impliquait un renforcement de réseau pour répondre aux charges futures de WM, celles-ci ne pouvant être comblées par le réseau actuel. Ce scénario incluait l'extension de réseau avec 4,5 km de conduite en acier de 168,3 mm de classe 400 kPa, un bouclage de 3,6 km de conduite en polyéthylène de classe 400 kPa, de même que l'ajout d'un nouveau poste de détente pour desservir WM. Toutefois, ce scénario a été abandonné en raison de la complexité de l'installation de cette conduite supplémentaire en acier dans une emprise du MTQ avec beaucoup d'infrastructures existantes et des coûts trop élevés, estimés entre 10 M\$ et 15 M \$⁷⁵.

5.3 ANALYSE FINANCIÈRE

[100] La Composante 2 nécessite des investissements totaux de 2,526 M\$, dont 2,519 M\$ de coûts initiaux⁷⁶.

[101] L'analyse financière tient compte des paramètres principaux suivants⁷⁷.

⁷⁵ Pièce [B-0005](#), p. 32 et 33.

⁷⁶ La répartition des coûts selon la nature des travaux ainsi que les plages d'incertitude liées à chacune des activités sont présentées à la pièce B-0004 (pièce déposée sous pli confidentiel). Les coûts ont été évalués selon une estimation de classe 3, avec une précision de $\pm 15\%$. La contingence a été établie à partir des résultats des simulations Monte-Carlo.

⁷⁷ Pièce [B-0014](#).

TABLEAU 7⁷⁸**PRINCIPAUX PARAMÈTRES UTILISÉS DANS L'ANALYSE FINANCIÈRE DE LA COMPOSANTE 2**

PARAMÈTRES	CARACTÉRISTIQUES		
Horizon du projet	40 ans		
Revenus	Années	Volumes	Taux de distribution
	1	3 000 000	8,833
	2 à 20	8 100 000	3,809
Amort. comptable – Conduite	38,8 ans		
Amort. comptable - Branchements	23,8 ans		
Amort. Comptable - Compteurs	12 ans (renouvelé 1 fois) Durée amortissement total : 24 ans		

[102] Le tableau 8 présente les résultats obtenus à la suite de l'analyse de la rentabilité de la Composante 2.

TABLEAU 8⁷⁹**ANALYSE DE LA RENTABILITÉ DE LA COMPOSANTE 2**

	Rentabilité
Nombre de clients	1
IP	1,05
TRI (%)	5,97
Point mort tarifaire (années)	1
Impact tarifaire 5 ans (000 \$)	(146)
Impact tarifaire 10 ans (000 \$)	(237)

⁷⁸ Tableau établi à partir des pièces [B-0005](#) et [B-0014](#).

⁷⁹ Pièce [B-0005](#), p. 34, tableau 12.

[103] Le tableau 9 présente les résultats de l'analyse de sensibilité considérant des variations de coûts de $\pm 15\%$ et de volumes de $\pm 20\%$.

TABLEAU 9⁸⁰
RÉSULTATS DE L'ANALYSE DE RENTABILITÉ

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%	0,89	3,97	10,7	45	8	(164)	303
100%	1,05	5,97	1,0	(146)	(333)	(704)	(237)
120%	1,22	7,87	1,0	(348)	(686)	(1 254)	(787)
Coûts de construction							
-15%	1,23	8,00	1,0	(304)	(603)	(1 100)	(702)
+15%	0,92	4,37	6,1	13	(64)	(308)	229
Coûts +15% et Volumes -20%	0,77	2,52	n/a	203	278	232	769

[104] Énergir demande à la Régie d'intégrer ces coûts dans un CFR portant intérêts au coût moyen pondéré du capital en vigueur jusqu'à l'intégration à la base de tarification dans l'année financière 2025-2026⁸¹.

5.4 PÉRIODE D'AMORTISSEMENT

[105] Aux fins de l'analyse de la rentabilité de la Composante 2 du Projet, le Distributeur considère, notamment, des revenus sur un horizon de 20 ans, soit la durée du contrat de distribution signé avec WM pour sa consommation de gaz naturel⁸². Les actifs sont quant à eux amortis sur un horizon de 40 ans. En appliquant ces paramètres, cette portion du Projet démontre un Indice de profitabilité (IP) de 1,05 et un Point mort tarifaire sur un horizon d'un an⁸³ tel que présenté au tableau 8.

⁸⁰ Pièce [B-0005](#), p. 35, tableau 13.

⁸¹ Pièce [B-0005](#), p. 34.

⁸² Pièce [B-0008](#), p.1, p.4.

⁸³ Pièce [B-0005](#), p. 34, tableau 12.

[106] En réponse à une DDR de la Régie qui demandait de justifier pourquoi les actifs de la Composante 2 ne sont pas amortis sur un horizon de 20 ans, le Distributeur répond de la manière suivante⁸⁴ :

[...] 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.

Par ailleurs, selon la méthodologie approuvée par la Régie pour ce type de clients, Énergir inclut habituellement dans ses demandes d'extension de réseau des volumes et des revenus sur une durée de 40 ans, même pour un client unique (voir par exemple le projet de desserte de l'usine de Kruger, R-4087-2019)^[85] en appliquant un taux d'effritement si requis. Cependant, Énergir n'a considéré que les revenus et volumes prévus au contrat de distribution dans l'analyse financière, soit sur un horizon de 20 ans, afin de dégager un IP plus conservateur, tout en étant supérieur à 1,0.

À titre informatif, et pour être en ligne avec la méthodologie habituellement utilisée et approuvée par la Régie, l'analyse financière avec des revenus et volumes

⁸⁴ Pièce [B-0022](#), p. 11 et 12, réponse à la question 2.1 de la DDR n° 1 de la Régie. Aux fins de cette analyse financière avec des revenus et des volumes sur 40 ans, Énergir confirme en audience que les revenus considérés à partir de la 21^e année sont les mêmes que ceux utilisés pour la période de 2 ans à 20 ans (pièce [A-0028](#), p. 101 et 102.)

⁸⁵ Dossier [R-4087-2019](#), *Demande d'autorisation pour réaliser un Projet de desserte en gaz naturel d'une nouvelle usine de Kruger à Sherbrooke.*

sur 40 ans donne un IP de 1,41. Le tableau ci-dessous présente l'analyse de rentabilité découlant de ce calcul.

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

	Rentabilité
Nombre de clients	1
IP	1,41
TRI (%)	8,31
Point mort tarifaire (années)	1
Impact tarifaire 5 ans (000 \$)	(146)
Impact tarifaire 40 ans (000 \$)	(1 301)

[référence omise]

[107] En ce qui a trait à l'« expectative de densification » au-delà de la vingtième année du contrat d'approvisionnement de GNT, considérant que l'estimation des volumes de ventes potentielles est susceptible d'être plus difficile à évaluer, Énergir élabore comme suit :

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, [...] 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.

[...]

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 biodigester.

De plus, [...] 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 clients⁸⁶.

[108] Le Distributeur soumet que, dans sa décision D-2018-080, la Régie a décidé que la rentabilité d'un projet devait être évaluée sur la base d'une période d'amortissement de 40 ans. Il souligne cependant qu'au paragraphe 360 de la décision, la Régie a indiqué que l'utilisation d'une période d'amortissement plus courte que 40 ans était conditionnelle à la satisfaction de trois critères : Un projet qui dessert un client unique, aucune perspective de revenus au-delà d'une certaine période et aucune perspective de densification. Il cite comme exemple le projet minier La Corne⁸⁷, dossier dans lequel la Régie avait approuvé le projet notamment sur la base d'une analyse de la rentabilité sur 15 ans, un contrat de dix ans et un amortissement des actifs sur 40 ans⁸⁸.

[109] Or, selon le Distributeur, le présent dossier n'est « définitivement pas » un cas d'exception qui est prévu au paragraphe 360 de la décision D-2018-080, c'est-à-dire sans aucune perspective de revenus au-delà du contrat de distribution de 20 ans signé avec

⁸⁶ Pièce [B-0040](#), p. 18 et 19, réponses aux questions 3.1.1 et 3.1.2 de la DDR n° 3 de la Régie.

⁸⁷ Dossier R-3785-2012.

⁸⁸ Pièce [A-0028](#), p. 147 à 151.

WM. Pour étayer sa position, il réfère, entre autres, à l'affidavit⁸⁹ de WM dans lequel l'entreprise indique qu'elle envisage des besoins additionnels en gaz naturel traditionnel pour d'autres projets sur son site de Sainte-Sophie, de même qu'à la perspective de densification envisageable à court et moyen terme, soulignant l'existence de clients commerciaux qui « ont déjà manifesté un intérêt »⁹⁰.

[110] Énergir met également en avant le caractère exceptionnel du contrat de distribution de 20 ans conclu avec WM, soulignant qu'il s'agit du plus long contrat signé par Énergir depuis 2018. Il rappelle que ce contrat est seulement pour le site d'enfouissement. En outre, il rappelle que des volumes de GSR sont requis dans le réseau et seront appelés à croître de façon importante à court, moyen et long terme, pour respecter ses obligations. Ces exemples font en sorte que, selon le Distributeur, le projet « ne se trouve clairement pas dans les cas d'exception du paragraphe 360 » et « qu'il n'y a aucune raison de déroger à la période de quarante ans pour la rentabilité du projet et pour l'amortissement des coûts »⁹¹.

[111] D'autre part, selon le Distributeur, réduire la période d'évaluation à 20 ans, malgré les attentes de revenus futurs et le potentiel de densification au-delà de cette durée, représenterait une modification significative de l'approche retenue dans la décision D-2018-080. Il soumet que ce type d'ajustement devrait être traité dans un dossier tarifaire⁹². Il souligne par ailleurs que le paragraphe 359 de cette décision permet de hausser le critère de rentabilité d'un projet d'investissement lorsqu'il présente un certain niveau de risque⁹³.

[359] Tel qu'énoncé précédemment, le Distributeur doit évaluer la rentabilité d'un projet sur une période plus courte lorsque l'horizon anticipé de matérialisation des

⁸⁹ Pièce [B-0045](#), p. 1 et 2. Affidavit de WM Québec Inc., déposé le 14 mars 2024, dans lequel l'entreprise confirme, notamment, que le LET de Saint-Sophie continuera de produire du biogaz lorsque le site aura atteint sa pleine capacité et qu'elle envisage continuer à valoriser ce biogaz au-delà de la période de 23 ans prévue au contrat avec Énergir. De ce fait, WM soumet qu'elle devra être approvisionnée en gaz naturel une fois que le site aura atteint sa capacité d'enfouissement autorisée et qu'elle envisage des besoins additionnels en gaz naturel pour d'autres projets sur son site de Sainte-Sophie, dont l'alimentation en GSR d'une flotte de camions de collecte des matières résiduelles, ainsi que le projet de biométhanisation dont la mise en service est projetée en 2025.

⁹⁰ Pièce [A-0028](#), p. 151 à 153.

⁹¹ Pièce [A-0028](#), p. 151 à 153.

⁹² Pièce [A-0028](#), p. 154 à 156.

⁹³ Pièce [A-0028](#), p. 232 et 233.

revenus propres au projet le requiert. Puisque le Distributeur connaît les particularités du projet et de la clientèle visée, il lui appartient de moduler la période d'analyse en fonction de l'espérance mathématique de matérialisation des revenus et non en fonction d'une période standard de 40 ans, simplement parce que celle-ci correspond à la durée de vie utile des actifs⁹⁴.

[112] Bien que la décision D-2018-080 stipule que, pour évaluer la rentabilité économique d'un projet (IP de 1), uniquement les clients qui ont formellement signé des contrats doivent être considérés, le Distributeur souligne malgré tout l'importance de tenir compte des perspectives de revenus additionnels et de la densification, qui peuvent émerger même si elles ne sont pas encore contractuellement garanties. Le Distributeur soumet que ces attentes doivent également être considérées :

Par contre, nuance importance évidemment, là, si la décision dit qu'il faut seulement tenir compte des clients signés, la décision ne dit pas que les contrats de distribution de ces clients-là doivent être des contrats de quarante (40) ans serait un peu absurde. Il n'y a aucun client qui s'engagerait pour un quarante (40) ans. Donc, évidemment, les contrats qu'on fait dans nos projets d'investissement sont beaucoup plus courts. Généralement, c'est des cinq ans, dix ans. On a un cas exceptionnel un peu ici comme un vingt (20) ans.

Et là, c'est là justement que les volumes potentiels ou l'expectative entre en jeu. On le voit clairement au paragraphe 360, ça le dit, c'est un cas clair comme nous que si on a un client unique, donc nous comme ici qui est le cas de WM, on doit regarder, donc on ne doit pas seulement dire... bon, ce client-là, on a l'IP, c'est correct, on doit regarder justement est-ce qu'il y a une certaine expectative aussi. Donc, c'est logique aussi.

J'ai donné l'exemple [du projet minier La Corne] tout à l'heure. Bien, il n'y en a pas d'expectative. On ne peut pas simplement dire : on a un client. On a un contrat de dix ans, on est correct. Ici, on doit regarder, bon, bien, au-delà du vingt ans, est-ce que justement il y a une expectative, est-ce qu'il y a... on disait une perspective de revenus additionnels ou une expectative de densification.

Et une fois ce qui est exigé ici... parce que je comprends ce qu'on dit, oui, mais Énergir leur a parlé, il y a une incertitude, on ne sait pas exactement combien de

⁹⁴ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 84.

volumes. Mais encore une fois, on ne peut pas... L'exigence ici n'est pas que, pour la période de vingt (20) ans à quarante (40) ans qu'on ait un contrat signé avec garantie pour ces volumes-là de ces attentes-là. Ce n'est pas ça que la décision dit. Elle parle justement d'un... de potentiel puis d'attente.

Puis ce que je vous soumetts c'est que la preuve au dossier qu'on vous a présentée, c'est clair à l'effet qu'il y a définitivement justement une perspective de revenus additionnels et de densification pour ce projet-là, outre que ce qui a été signé déjà par WM. En plus d'avoir un contrat beaucoup plus long que d'habitude de vingt (20) ans⁹⁵. [notre ajout]

[113] Enfin, le Distributeur soutient que le paragraphe 360 illustre la seule situation où l'utilisation d'une période d'amortissement accélérée devrait être appliquée, soit dans le cas d'un client unique sans aucune perspective de revenus additionnels et sans aucune perspective de densification.⁹⁶

[114] La Régie a également questionné Énergir sur le risque d'un interfinancement intergénérationnel, dans la mesure où le scénario présenté par Énergir se matérialiserait, soit des revenus générés sur une période de 20 ans, tandis que les coûts seraient amortis sur une période de 40 ans. Le Distributeur répond en posant la question suivante : « à l'inverse, dans la mesure où [...] on s'attend à des revenus au-delà de vingt (20) ans, que ce soit par la densification, que ce soit par les autres projets [...], est-ce que c'est vraiment équitable pour la génération de zéro à vingt (20) ans, donc la première génération, de ne pas tenir compte de ces volumes anticipés là pour la période au-delà de vingt (20) ans? »⁹⁷.

[115] La Régie a questionné le Distributeur sur la fiabilité de la production estimée du GSR par WM en lien avec :

- le rapport de recherche *Gaz naturel renouvelable, enjeux climatique et écologiques et potentiel de production au Québec*⁹⁸ qui fait référence à un volume

⁹⁵ Pièce [A-0028](#), p. 234 à 236.

⁹⁶ Pièce [A-0028](#), p. 240 et 241.

⁹⁷ Pièce [A-0028](#), p. 157.

⁹⁸ Pièce A-0026.

disponible de GSR incertain et, assurément, bien moindre que les chiffres qui ont circulé jusqu'ici;

- le rapport de suivi des volumes et des coûts par producteur de GSR dans le cadre de l'exercice du rapport annuel⁹⁹ terminé le 30 septembre 2023, qui fait état de volumes injectés en GSR dans le réseau d'Énergir de 60% inférieurs aux volumes projetés lors de la cause tarifaire 2022-2023.

[116] Le Distributeur répond qu'il faut dissocier l'étude du seul projet de WM des autres projets. Il ajoute être confiant que les volumes de GSR de WM vont être injectés dans le réseau en raison de l'affidavit déposé par WM¹⁰⁰.

5.5 COÛTS DE NETTOYAGE DE LA PORTION DE LA CONDUITE RÉHABILITÉE

[117] Énergir inclut le coût du nettoyage de la portion de la conduite qui sera réhabilitée aux fins de desservir WM en GNT non pas dans le coût de la Composante 2 mais dans les coûts de la Composante 3 du Projet, tel qu'il appert plus amplement de la section 6 de la présente décision.

[118] La Régie a posé certaines questions à Énergir afin de comprendre les raisons pour lesquelles les coûts de nettoyage ne sont pas inclus dans les coûts de la Composante 2. Les explications d'Énergir à cet égard sont exposées dans les paragraphes indiqués ci-après.

[119] Énergir mentionne que pour respecter les obligations découlant de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et du *Code de sécurité*, la conduite actuelle qui servait à alimenter LERI en biogaz doit être nettoyée avant d'être abandonnée ou réutilisée à d'autres fins. Le coût de ce nettoyage aurait été assumé par Énergir même si WM n'avait pas demandé le raccordement au réseau d'Énergir pour sa consommation de GNT¹⁰¹.

⁹⁹ Dossier R-4242-2023, pièce B-0060, p 3.

¹⁰⁰ Pièce [A-0028](#), p. 83 à 85.

¹⁰¹ Pièces [B-0005](#), p. 37, l. 8 à 11 et [B-0040](#), p. 19, Q. 3.2.

[120] En réponse à la demande de renseignements de la Régie, le Distributeur précise ses motifs comme suit :

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. [...] 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 [...]. 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 réseau¹⁰².

[121] Énergir soumet également que, puisque la conduite pourra desservir d'autres clients potentiels, c'est l'ensemble de la clientèle qui doit payer pour les coûts de nettoyage de la portion réhabilitée¹⁰³.

[122] Le Distributeur soumet ensuite que la Composante 1 et la Composante 3 du Projet doivent être analysées de manière distincte, rappelant que, même sans la conduite de raccordement pour l'injection de GSR, WM avait manifesté son intention de ne pas renouveler le contrat avec LERI. Le Distributeur soumet également ce qui suit :

Que ce soit maintenant, que ce soit si on avait attendu quelques années, que ce soit en fin de vie, que ce soit s'ils avaient décidé, comme ils avaient le droit de faire, de ne pas renouveler, mais de ne pas faire de projet; que ce soit si le projet, on parlait, avait été fait en deux temps, donc qu'on avait mis fin à ça, puis dans deux ans, ils auraient décidé d'utiliser la conduite pour faire le projet, ils auraient pu le

¹⁰² Pièce [B-0040](#), p. 19, réponde à la question n° 3.2 de la DDR n° 3 de la Régie.

¹⁰³ Pièce [A-0108](#), p. 101.

faire. Il y a plein de scénarios qui auraient pu... Et dans tous les scénarios, ces coûts de nettoyage là auraient été nécessaires à court, moyen ou long terme. Donc, effectivement, ils en bénéficient via le projet, mais ces coûts-là, de l'autre côté, comme je disais tout à l'heure, auraient été requis de toute façon. Donc, ce qu'on vous soumet, c'est que le nettoyage de la conduite et le nouveau projet doivent être considérés séparément. Et donc, le fait que la conduite soit réutilisée pour les fins du projet ne fait pas en sorte que les coûts de nettoyage doivent être inclus dans les coûts du projet¹⁰⁴.

[123] Le Distributeur fait valoir que s'il advenait que WM cesse de consommer du GNT au terme de son contrat de 20 ans avec Énergir, mais que d'autres clients se soient raccordés à la conduite entre-temps, le principe d'équité intergénérationnelle ne serait pas tout à fait respecté si WM devait assumer les coûts de nettoyage puisque ces coûts auront entièrement été à la charge de WM alors que la conduite continuera de servir d'autres clients¹⁰⁵.

[124] Le Distributeur confirme que, dans l'éventualité où la Régie n'approuvait pas la demande d'Énergir telle que déposée et choisissait un scénario qui résulterait en une contribution du client, de nouvelles discussions devront avoir lieu avec WM quant aux conditions du contrat, afin d'en signer un nouveau, en vertu de la clause 5.1 du contrat¹⁰⁶.

[125] En audience Énergir confirme que l'article 4.3.4 des *Conditions de service et Tarif (CST)*¹⁰⁷, permet de rembourser en totalité ou en partie la contribution financière de WM, à la suite de nouveaux branchements sur la conduite¹⁰⁸.

¹⁰⁴ Pièce [A-0108](#), p. 160.

¹⁰⁵ Pièce [A-0108](#), p. 104.

¹⁰⁶ Pièce [B-0040](#), p. 23 et 24.

¹⁰⁷ En vigueur le [1^{er} décembre 2023](#), p. 19.

¹⁰⁸ Pièce [A-0028](#), p. 95.

[126] Enfin, dans l'éventualité où la Régie n'approuve pas la Demande, telle que déposée, et choisisse un scénario dont une contribution du client est nécessaire afin d'obtenir un IP de 1,0, Énergir demande à la Régie d'autoriser le Projet, conditionnellement à ce que l'atteinte de la rentabilité de ce dernier soit démontrée à l'occasion d'un suivi ultérieur, évoquant la possibilité de requérir une contribution de WM ou d'augmenter les volumes signés¹⁰⁹.

[127] De plus, si la Régie décide de considérer des coûts de nettoyage dans l'analyse de rentabilité de la Composante 2 du Projet, Énergir demande que l'horizon d'analyse des revenus soit de 40 ans¹¹⁰ en cohérence avec la décision D-2018-080¹¹¹.

5.6 SCÉNARIOS ALTERNATIFS

[128] À la demande de la Régie, le Distributeur a déposé 7 analyses financières selon divers scénarios. Ces divers scénarios font varier certains paramètres de l'analyse financière, soit la période d'évaluation des volumes projetés, l'horizon d'amortissement des actifs et les coûts, tel qu'indiqué ci-après.

[129] Pour chacun de ces scénarios, le Distributeur fournit également le montant de la contribution financière requis de la part de WM pour atteindre un IP égal à 1.

¹⁰⁹ Pièces [B-0044](#), p. 8, et [A-0028](#), p. 164 et 165.

¹¹⁰ Pièce [B-0044](#), p. 8.

¹¹¹ Pièce [A-0028](#), p. 161 à 163.

TABLEAU 10¹¹²

RÉSULTATS DES ANALYSES FINANCIÈRES DES 7 SCÉNARIOS ALTERNATIFS

Scénarios	Horizon		Coûts de nettoyage inclus	IP	TRI	PMT	Impact tarifaire (Volumes 100%)					Contribution de WM
	Revenus Amortiss.						5 ans	10 ans	20 ans	23 ans	40 ans	
	(années)						(000 \$)					
Original	20	40	NON	1,05	5,97	1	(146)	(333)	(522)	(704)	(236)	N/A
Scénario 1	20	20	NON	1,09	6,42	12,5	129	68	(286)	N/A	N/A	N/A
Scénario 2	20	20	OUI	0,61	0,32	>20	1 300	1 999	2 400	N/D	N/A	2 018
Scénario 3	20	40	OUI	0,57	-0,38	>40	769	1 223	1 590	N/D	2 488	2 130
Scénario 4	23	23	OUI	0,65	1,24	>23	1 153	1 784	N/D	2 163	N/A	1 800
Scénario 5	23	23	NON	1,16	7,05	8,1	51	(46)	N/D	(526)	N/A	N/A
Scénario 6	40	40	NON	1,41	8,31	1	(146)	N/D	N/D	N/D	(1 301)	N/A
Scénario 7	40	40	OUI	1,00	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	1 142

[130] Comme indiqué précédemment, Énergir soumet qu'un amortissement sur 40 ans doit être retenu aux fins de l'analyse financière, même dans l'éventualité où la Régie concluait que les coûts de nettoyage devaient être considérés dans cette analyse.

[131] Le Distributeur soumet par ailleurs que le projet induit des baisses tarifaires à terme très similaires, et ce, que l'amortissement soit calculé sur 20 ans ou sur 40 ans.

[132] Par ailleurs, lorsque les coûts de nettoyage afférents à la conduite réhabilitée sont inclus dans l'analyse financière de la Composante 2 du Projet, l'impact tarifaire augmente. Énergir précise cependant que la durée d'amortissement a peu d'impact sur cet effet tarifaire à terme et sur l'IP.

¹¹² Tableau établi à partir des pièces [B-0014](#), [B-0022](#), [B-0040](#), [B-0044](#) et [B-0047](#).

6 NETTOYAGE DE LA CONDUITE, ABANDON ET PERTE SUR DISPOSITION D'ACTIFS - COMPOSANTE 3

[133] La conduite a une longueur totale de 12,8 km et la totalité de la longueur doit être nettoyée. Une portion de 11,5 km sera reconvertie afin de distribuer du GNT à WM. L'autre portion de 1,5 km sera abandonnée et conséquemment cette section devra être retirée des actifs d'Énergir (Composante 3).

[134] La reconversion de cette conduite de biogaz et l'arrêt de la production de biogaz par WM font en sorte que le poste de mesurage de biogaz situé chez LERI ainsi que le poste de compression de biogaz du côté de WM seront démantelés. Le Distributeur précise que les travaux de nettoyage sont nécessaires afin de conformer aux obligations découlant de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et du *Code de sécurité*, car la conduite doit être nettoyée avant d'être abandonnée ou réutilisée à d'autres fins¹¹³.

[135] Les travaux de nettoyage de la conduite et d'abandon des actifs s'effectueront de septembre 2024 à février 2025 inclusivement. Ainsi, le poste de compression, le poste de mesurage ainsi que la portion de la conduite d'environ 1,3 km qui sera abandonnée devront être retirés des actifs d'Énergir, étant donné qu'ils ne seront plus requis ni utilisés¹¹⁴.

[136] Le Distributeur explique la différence du type de travaux effectués entre les coûts de nettoyage de la conduite et les coûts d'abandon des postes et conduite¹¹⁵ :

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.

¹¹³ Pièce [B-0005](#), p. 37.

¹¹⁴ Pièce [B-0005](#), p. 37.¹¹⁵ Pièce [B-0030](#), p. 11, réponse à la question 5.1 de la DDR n° 2 de la Régie.

¹¹⁵ Pièce [B-0030](#), p. 11, réponse à la question 5.1 de la DDR n° 2 de la Régie.

Les coûts pour l'abandon des postes et conduite comprennent principalement les travaux requis pour mettre le réseau hors service et sécuritaire pour l'intervention des équipes de nettoyage et de démolition. Le démantèlement du poste de compression chez WM, du poste de mesurage chez Papiers Rolland ainsi que les travaux d'abandon des portions de conduites qui ne seront pas réutilisées sont aussi inclus.

[137] Le coût total pour le nettoyage de la conduite, l'abandon de certains postes et d'une section de la conduite ainsi que la perte sur disposition d'actifs s'élève à 5,9 M\$¹¹⁶. La perte sur disposition d'actifs représente, à elle seule, 1,5 M\$ du coût total de la Composante 3 du Projet¹¹⁷.

[138] En 2004, lors de la mise en service initial de la conduite, l'amortissement de la conduite et des postes avait été fixé à 28 ans, soit l'équivalent de la durée de vie du site d'enfouissement de Saint-Jérôme. Cette période d'amortissement de 28 ans était prévue se terminer en 2031. Le contrat de fourniture entre WM et LERI ayant pris fin en décembre 2023, WM n'a plus d'obligation contractuelle d'alimenter LERI en biogaz. Énergir soumet qu'il se retrouvera, à la fin février 2025, avec une perte sur disposition d'actifs s'élevant à 1,5 M\$¹¹⁸. Par ailleurs, Énergir a concilié les coûts totaux initiaux de la conduite et la perte sur disposition d'actifs¹¹⁹.

[139] Le tableau 11 présente le calendrier des principales activités de cette composante du Projet.

¹¹⁶ Les coûts ont été évalués selon une estimation de classe 3, avec une précision de $\pm 15\%$. La contingence a été établie à partir des résultats des simulations Monte-Carlo.

¹¹⁷ Pièce [B-0005](#), p. 38.

¹¹⁸ Pièce [B-0005](#), p. 38.

¹¹⁹ Pièce [B-0030](#), p. 12, réponse 5.2.

TABLEAU 11**CALENDRIER PROJÉTÉ POUR LA CONVERSION DE LA CONDUITE ET L'ABANDON DES ACTIFS DE BIOGAZ¹²⁰**

Activités	Début	Fin
Ingénierie et devis détaillés des travaux	Novembre 2023	Mars 2024
Dépôt de la preuve et autorisation de la Régie	Novembre 2023	15 mars 2024
Obtention des autorisations et permis de construction	Décembre 2023	Juin 2024
Finalisation des ententes contractuelles avec l'entrepreneur	Avril 2024	Juin 2024
Réalisation des travaux pour la conversion de la conduite	Septembre 2024	Octobre 2024
Réalisation des travaux pour l'abandon des actifs	Septembre 2024	Février 2025
Démantèlement des actifs de biogaz	Janvier 2025	Février 2025

[140] Outre l'autorisation de la Régie, le Projet requiert l'obtention des autorisations suivantes¹²¹ :

- Certificat d'autorisation du MELCCFP;
- Consentement municipal et permis de déboisement de la Municipalité de Sainte-Sophie;
- Consentement municipal et permis de déboisement de la Ville de Saint-Jérôme.

[141] Énergir demande à la Régie l'autorisation de créer un CFR hors base, portant intérêts selon le coût moyen pondéré du capital en vigueur, dans lequel seront cumulés les coûts liés au nettoyage de la conduite, à l'abandon des actifs, ainsi qu'à la perte sur disposition d'actifs, jusqu'à leur inclusion dans la Cause tarifaire 2025-2026. Énergir suggère une période d'amortissement de deux ans, ce qui permettrait d'étaler l'impact tarifaire de cette composante du Projet pour sa clientèle¹²².

¹²⁰ Pièce [B-0005](#), p. 39, tableau 16.

¹²¹ Pièce [B-0005](#), p. 40.

¹²² Pièce [B-0005](#), p. 39.

[142] Le Distributeur justifie 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 en lien avec les principes comptables généralement reconnus¹²³.

[143] En ce qui a trait à la question de la Régie demandant si la proposition d'Énergir d'amortir la perte sur disposition d'actifs devrait être déterminée dans le cadre du prochain dossier tarifaire, Énergir confirme qu'elle ne s'y opposerait pas et propose, dans un tel cas, que l'examen de la période d'amortissement du CFR se fasse dans le cadre de la cause tarifaire 2025-2026¹²⁴.

7 POSITION DES INTERVENANTS SUR LES COMPOSANTES 2 ET 3

7.1 ACIG

[144] Bien que l'ACIG considère que les questions soulevées par la Régie sont importantes, elle soumet que seule celle concernant l'inclusion du coût de nettoyage dans l'analyse financière de la Composante 2 du Projet peut faire l'objet d'une décision dans le cadre du présent dossier. Selon elle, les autres questions doivent être abordées devant un panel de trois régisseurs dans le cadre d'une audience publique, après que la Régie ait autorisé l'investissement proposé¹²⁵.

7.1.1 COÛTS DE NETTOYAGE – PORTION DE LA CONDUITE RÉHABILITÉE

[145] L'ACIG fait valoir que la valorisation de la totalité du biogaz en GSR pour la vente à Énergir relève d'une décision d'affaires de la part de WM. Cette décision d'affaires a eu comme conséquence de rendre inutiles la conduite actuelle et les actifs liés au biogaz.

¹²³ Pièce [B-0040](#), p. 25.

¹²⁴ Pièce [B-0044](#), p. 10.

¹²⁵ Pièce [C-ACIG-0009](#), p. 1 et 2.

[146] L'ACIG est d'avis que les coûts de nettoyage de la portion de la conduite qui sera utilisée par WM sont nécessaires afin de brancher l'Usine de WM et qu'ils sont encourus à la demande de WM. Elle estime donc que la rentabilité du raccordement de l'Usine de WM doit être analysée à la lumière de l'ensemble des coûts qui seront engendrés par la décision de sa mise en exploitation et de son approvisionnement¹²⁶. Et qu'en conséquence, ce n'est pas à la clientèle d'Énergir d'assumer le coût du nettoyage de la conduite réhabilitée.

[147] De plus, l'ACIG soumet qu'il ne faut pas voir ces événements, le nettoyage et le raccordement de l'Usine de WM, comme indépendants l'un de l'autre, mais plutôt comme un ensemble de décisions prises dans l'élaboration du plan d'affaires de WM¹²⁷.

[148] Enfin, l'ACIG estime qu'Énergir doit obtenir une contribution financière de WM afin de rentabiliser le raccordement, comme prévu à l'article 4.3.4 des CST d'Énergir. Un remboursement partiel ou total de la contribution financière pourrait être réalisé à la suite de la réalisation des nouveaux branchements sur l'extension de réseau¹²⁸.

7.1.2 PERTE SUR DISPOSITION D'ACTIFS

[149] Selon l'ACIG, le sujet de la perte sur disposition d'actifs est d'une importance particulière en cette période de transition énergétique où Énergir est appelée à gérer une décroissance des consommations de ses clients. L'intervenante réfère à cet effet au *Rapport sur la résilience climatique 2023*¹²⁹ dans lequel Énergir indique qu'elle prévoit une baisse de ses volumes distribués de l'ordre de 45 % d'ici 2050. L'ACIG est d'avis que cette question de perte sur disposition d'actifs risque de devenir une question récurrente au fur et à mesure que les volumes de gaz naturel décroîtront. Leur traitement au cas par cas n'est pas la façon la plus adéquate d'en disposer.

¹²⁶ Pièces [C-ACIG-0009](#), p. 2, et [C-ACIG-0008](#), p. 4 et 5.

¹²⁷ Pièce [C-ACIG-0006](#), p. 9.

¹²⁸ Pièce [C-ACIG-0009](#), p. 2. Voir aussi la présentation de l'ACIG (Pièce [C-ACIG-0008](#), p. 4 et 5.)

¹²⁹ Énergir, *Rapport sur la résilience climatique 2023*, p. 33.

[150] L'ACIG recommande que la question de la disposition des actifs fasse l'objet d'une décision de principe prise dans le cadre d'un dossier générique, tenant compte de l'évolution de la situation depuis la décision D-2008-140¹³⁰, c'est-à-dire la décroissance anticipée des ventes¹³¹. L'ACIG recommande, dans l'intérim, que les coûts échoués associés au raccordement de WM soient transférés dans un CFR jusqu'à ce qu'une méthode d'allocation soit adoptée par la Régie dans le cadre d'une cause tarifaire¹³². Elle souhaite toutefois que la Régie demande à Énergir, dans le cadre du présent dossier, un suivi à cet égard¹³³.

[151] L'ACIG soumet que la proposition d'Énergir d'amortir sur deux ans la disposition de ce CFR est en contradiction avec la décision de principe rendue sur le sujet qui ne prévoit qu'une période d'un an. L'ACIG réfère à cet effet à la décision D-2008-140¹³⁴, de même qu'au tableau des Principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement du coût de service, déposé dans le cadre du dossier R-4213-2022¹³⁵. Selon l'ACIG, l'utilisation d'une période qui s'écarte de la décision de principe devrait être abordée dans une cause générique dédiée au sujet de la perte sur disposition d'actifs¹³⁶.

7.2 ROÉÉ

7.2.1 PÉRIODE D'AMORTISSEMENT

[152] Le ROÉÉ soumet que dans la décision D-2018-080¹³⁷, la Régie insistait sur l'importance d'évaluer rigoureusement les différents éléments pris en compte lors de l'analyse de la rentabilité des projets d'extension de réseau. De plus, dans cette même décision, la Régie observait que c'est principalement la clientèle du Distributeur qui

¹³⁰ Dossier R-3662-2008, décision [D-2008-140](#).

¹³¹ Pièce [C-ACIG-0009](#), p. 2.

¹³² L'ACIG réfère à cet effet au paragraphe 90 de la décision D-2021-075, dans laquelle la Régie jugeait « que la disposition et le traitement règlementaire de ces coûts versés au CFR comportent une incidence sur les tarifs et doivent être traités dans le cadre de l'examen d'un dossier tarifaire ».

¹³³ Pièce [A-0028](#), p. 126.

¹³⁴ Dossier R-3662-2008, décision [D-2008-140](#), p. 61.

¹³⁵ Dossier R-4213-2022, pièce [B-0086](#).

¹³⁶ Pièce [C-ACIG-0009](#), p. 3.

¹³⁷ Décision [D-2018-080](#), par. 40.

supporte la majorité des risques liés aux projets d'extension de réseau et qu'il y a une asymétrie significative entre les risques assumés par le Distributeur et ceux assumés par ses clients. Ainsi, dans cette décision, la Régie soulignait le besoin de bien évaluer les risques à moyen et long termes associés au marché québécois de distribution de gaz naturel¹³⁸.

[153] À propos de ces derniers risques, le ROÉÉ estime que, compte tenu de l'urgence climatique et de la nécessité de décarboner l'économie, il est permis de douter de la pérennité du gaz naturel en tant que source d'énergie, hormis son utilisation dans le cadre de certains procédés industriels pour lesquels il est indispensable. Il rappelle également qu'au Québec, certaines villes ont déjà banni ou sévèrement encadré l'usage du gaz naturel sur leur territoire¹³⁹.

[154] Le ROÉÉ soulève également des doutes quant à la pérennité de la « valeur écologique » du GSR¹⁴⁰, de même que des quantités de GSR produites au site d'enfouissement de Sainte-Sophie, lesquelles pourraient être négativement affectées par la diminution de la quantité de déchets organiques qui y seront enfouis au cours des prochaines années, entraînant par le fait même la baisse de la consommation de gaz naturel acheté par WM¹⁴¹.

[155] En ce qui concerne plus particulièrement la période d'amortissement, bien qu'elle soit habituellement de 40 ans, le ROÉÉ soumet que celle-ci doit être raccourcie dans certaines circonstances lorsque, par exemple, l'horizon de matérialisation des risques est plus rapproché, ou bien quand certains projets présentent un tel niveau de risque qu'il est justifié de hausser les critères de rentabilité à satisfaire¹⁴².

[156] Le ROÉÉ soumet que les critères sur lesquels la Régie doit se fonder, pour déterminer la période sur laquelle un projet doit être amorti, correspondent à l'horizon

¹³⁸ Pièce [C-ROÉÉ-0035](#), p. 2.

¹³⁹ Pièce [C-ROÉÉ-0035](#), p. 2 et 3. Le ROÉÉ réfère dans son plan d'argumentation au Projet de loi 41, *Loi édictant la Loi sur la performance environnementale des bâtiments et modifiant diverses dispositions en matière de transition énergétique*, tel que modifié par la Commission des transports et de l'environnement le 21 février 2024, Assemblée nationale, 43^{ème} législature, 1^{ère} session, 2023-2024, art. 35.2.

¹⁴⁰ Pièce [A-0028](#), p. 184 et 185.

¹⁴¹ Pièce [C-ROÉÉ-0035](#), p. 3.

¹⁴² L'intervenante réfère à cet égard aux par. 96, 97, 258, 259, 358, 359 et 360 de la décision [D-2018-080](#).

de matérialisation des risques ainsi que des revenus et également le niveau de risque propre à un projet. L'intervenant précise que la Régie, dans sa décision D-2018-080, considère notamment l'application de ces critères dans le cas d'un projet qui présente les caractéristiques dont fait état le paragraphe 360 de la décision D-2018-080¹⁴³.

[157] Le ROEE mentionne ce qui suit quant au projet décrit au paragraphe 360 de la décision D-2018-080 :

Un tel projet devrait assurément faire l'objet d'un amortissement accéléré, mais il ne s'agit que d'un exemple, pas de la règle, qui est énoncée aux paragraphes 96, 258 et 359 de la Décision D-2018-080. Ainsi, bien que les caractéristiques du projet type considéré par la Régie [au paragraphe 360] soient pertinentes pour déterminer si un projet devrait faire l'objet d'un amortissement accéléré, il ne s'agit pas d'une liste de conditions nécessaires qu'un projet doit remplir pour faire l'objet d'un amortissement accéléré¹⁴⁴. [notre ajout]

[158] Le ROEE soumet que la proposition d'Énergir d'amortir sur 40 ans les coûts du projet de raccordement de WM au réseau de distribution de gaz naturel ne respecte pas les principes de prudence qui ont guidé la Régie depuis 2015 et ignore plusieurs enseignements plus spécifiques de la décision D-2018-080 :

16. Énergir soutient que le projet de raccordement de WM devrait être amorti sur 40 ans. Son argument ne repose que sur la troisième caractéristique de l'exemple de la Régie. En effet, bien que le projet de raccordement de WM ne vise à alimenter qu'un seul client et qu'il ne présente aucune perspective de revenu au-delà de 20 ans, Énergir soulève une vague « perspective de densification » autour de la conduite de raccordement. Énergir mentionne aussi la possibilité que WM développe de nouveaux besoins en gaz naturel.

17. Cet argument ne saurait être retenu

¹⁴³ Pièce [C-ROEE-0035](#), p. 4.

¹⁴⁴ Pièce [C-ROEE-0035](#), p. 4.

18. D'abord il dénature la décision rendue par la Régie dans D-2018-080 et transforme un élément d'un exemple en une règle. Le pouvoir discrétionnaire dont jouit la Régie sous 73 ne se réduit pas à appliquer une série de critères¹⁴⁵.

[notes de bas de page omises]

[159] Le ROEE fait d'ailleurs valoir que les prévisions de densification sur lesquelles Énergir se base sont très hypothétiques, étant donné que le Distributeur ne fournit aucune preuve concrète du potentiel de ventes. Celles-ci ne mériteraient donc pas une attention spéciale de la part de la Régie. De plus, le ROEE soumet que les clients d'Énergir ne seraient pas protégés si l'amortissement accéléré était écarté simplement sur la base de l'évocation de clients potentiels.

[160] En outre, le ROEE rappelle que, depuis 2015 et l'adoption de la méthode SMA, les revenus des clients potentiels ne sont plus considérés dans l'évaluation de la rentabilité. Par conséquent, réintroduire cette variable dans le cadre de l'analyse de la rentabilité de la Composante 2 du Projet serait un recul par rapport à la méthode adoptée dans la décision D-2018-080¹⁴⁶.

[161] En ce qui a trait à la période d'amortissement de 40 ans utilisée dans le cadre du dossier de raccordement de l'usine Kruger à Sherbrooke¹⁴⁷, que le Distributeur utilise comme exemple, le ROEE soumet que les différences entre ce projet et celui de WM sont notables, notamment à l'égard des importants investissements de Kruger dans son usine, impliquant un engagement à long terme, sans perspective d'autarcie énergétique. À l'opposé, le site de Sainte-Sophie pourrait générer suffisamment de GSR pour subvenir aux besoins énergétiques de son Usine, soumet le ROEE. Ceci suggère que WM pourrait, après son contrat actuel de 20 ans avec Énergir, utiliser son propre GSR et « verdir ainsi son image »¹⁴⁸.

[162] Enfin, le ROEE se questionne sur la rigueur méthodologique des analyses financières du Distributeur. Il souligne qu'il y a une certaine incohérence dans le fait de

¹⁴⁵ Pièce [C-ROEE-0035](#), p. 5.

¹⁴⁶ Pièce [C-ROEE-0035](#), p. 5.

¹⁴⁷ Dossier R-4087-2019. Le Distributeur réfère à ce dossier dans sa réponse à la question 2.1 de la DDR n° 1 de la Régie, pièce [B-0022](#), p. 11 et 12.

¹⁴⁸ Pièce [C-ROEE-0035](#), p. 6.

soutenir, comme le fait Énergir, qu'un projet sera rentable après 20 ans, tout en ne prévoyant aucun revenu après cette date dans l'analyse financière.

[163] De plus, selon le ROEE, l'explication d'Énergir selon laquelle elle aurait considéré que les revenus et volumes prévus au contrat de distribution dans l'analyse financière afin de dégager un IP plus conservateur tout en étant supérieur à 1,0 « est troublante ». Bien que le choix des paramètres d'une analyse financière relève dans une certaine mesure de décisions subjectives, le ROEE soumet que ces décisions devraient refléter une appréciation de la situation qui prévaut ou qui est anticipée. Le fait d'ajuster certains paramètres en fonction du résultat recherché, comme prétend le faire Énergir, constitue un manquement méthodologique.

[164] Le ROEE soumet également que cette façon de faire d'Énergir rompt le lien entre « la durée de vie utile d'un actif, la période d'amortissement de celui-ci et les avantages économiques futurs qu'il procure »¹⁴⁹.

[165] Pour ces raisons, le ROEE recommande à la Régie de retenir le scénario d'un amortissement accéléré sur 20 ans plutôt que le scénario d'un amortissement sur 40 ans comme le propose Énergir¹⁵⁰.

7.2.2 COÛTS DE NETTOYAGE – PORTION DE LA CONDUITE RÉHABILITÉE

[166] Le ROEE considère que la position d'Énergir, selon laquelle le nettoyage de la conduite de biogaz est indépendant de la composante du Projet visant le raccordement de WM au réseau d'Énergir et que les coûts de nettoyage ne devraient pas être pris en compte dans l'analyse financière de cette composante, ne peut être retenue¹⁵¹.

[167] Le ROEE soutient que la décision de WM de cesser de faire affaire avec LERI est survenue dans un contexte où une entente avec Énergir devait être en cours de finalisation. Le ROEE rappelle que WM a informé LERI de son intention de ne pas

¹⁴⁹ Pièce [C-ROEE-0035](#), p. 7.

¹⁵⁰ Pièce [C-ROEE-0005](#), p. 1.

¹⁵¹ Pièce [C-ROEE-0035](#), p. 7.

renouveler le contrat d'approvisionnement en biogaz le 29 mars 2022, alors que le calendrier projeté des activités en lien avec l'injection de GSR indique que la première activité a débuté en février 2022.

[168] De plus, selon l'intervenant, la preuve d'Énergir montre que la Composante 2 est essentielle pour le projet de raccordement de l'usine de WM, puisque les coûts de l'alternative seraient significativement plus élevés. Selon le ROEE, « le lien direct qui [unit] le nettoyage de la conduite dédiée avec le projet de raccordement de WM justifie que cette composante du projet soit considérée dans l'analyse financière du raccordement de WM »¹⁵².

[169] Le ROEE mentionne à cet égard que la Régie a pour pratique d'inclure les coûts de démantèlement ou de remise en état de sites associés à un actif remplacé dans l'analyse financière d'un nouvel actif. Il réfère à cet égard à des extraits de décisions rendues par la Régie dans le cadre de dossiers d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité¹⁵³. Dans ces décisions, la Régie reconnaît l'inclusion des coûts de nettoyage, de remise en état et de démantèlement des actifs concernés dans les analyses financières des projets qui lui ont été soumis. Le ROEE est d'avis qu'un raisonnement similaire devrait s'appliquer à l'égard des coûts liés au nettoyage de la conduite qui sera réhabilitée¹⁵⁴.

[170] Pour ces raisons, le ROEE recommande à la Régie d'inclure dans l'analyse financière de la Composante 2 du Projet les coûts associés au nettoyage de la conduite qui sera réhabilitée pour desservir WM en GNT.

¹⁵² Pièce [C-ROEE-0035](#), p. 8.

¹⁵³ Décisions [D-2011-039](#), par. 117. Dossier R-3738-2010, Demande de modification des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* au 1^{er} janvier 2011, et [D-2016-093R](#), par. 40 et 41, dossier R-3956-2015, Demande d'autorisation d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité relative à la construction d'une ligne à 320 kV et à l'installation d'équipements au poste des Cantons.

¹⁵⁴ Pièce [C-ROEE-0035](#), p. 8 et 9.

Perte sur disposition d'actifs

[171] Bien qu'il n'aborde pas cet enjeu dans sa preuve, le ROEE se dit toutefois « essentiellement en accord avec la position de l'ACIG »¹⁵⁵.

7.3 RTIEÉ

7.3.1 PÉRIODE D'AMORTISSEMENT

[172] Le RTIEÉ rappelle que la Régie spécifiait dans sa décision D-2018-080 que « [p]uisque le Distributeur connaît les particularités du projet et de la clientèle visée, il lui appartient de moduler la période d'analyse en fonction de l'espérance mathématique de matérialisation des revenus et non en fonction d'une période standard de 40 ans, simplement parce que celle-ci correspond à la durée de vie utile des actifs »¹⁵⁶.

[173] Il rappelle également que la Régie précisait dans cette même décision qu'elle « n'exclut pas la possibilité, dans le cas de projets d'investissements de 1,5 M\$ et plus (supérieurs au seuil), de considérer une période d'analyse plus courte qui s'établirait en fonction de l'horizon anticipé de matérialisation des risques propres au projet envisagé »¹⁵⁷.

[174] Le RTIEÉ précise également ce qui suit :

Si la Régie dans cette décision avait voulu se [limiter] à la règle à ce que [j'appellerais] la règle « exemple », qui sont les paragraphes 97, 360, la Régie n'aurait pas écrit aussi l'article 96 et 359. Et elle l'a fait deux fois, donc on peut comprendre que les régisseurs qui ont signé cette décision voulaient que 360 soit un cas particulier d'implication de la règle de 359 et 96. [...]

¹⁵⁵ Pièce [A-0028](#), p. 181.

¹⁵⁶ Pièce [C-RTIEÉ-0005](#), p. 7.

¹⁵⁷ Pièce [C-RTIEÉ-0005](#), p. 7.

Donc, ce que nous invitons la Régie à faire au présent dossier, c'est d'évaluer les risques particuliers auxquels ce projet fait face. D'abord, une chose importante dont il faut tenir compte, c'est que la décision D-2018-080 a été rendue à une époque où on pouvait raisonnablement croire, encore à cette époque-là, que la consommation de gaz au Québec serait en croissance. On pouvait raisonnablement croire que le réseau serait un réseau en croissance. Or, le discours qu'Énergir elle-même prend depuis quelques années est à l'effet qu'Énergir entre maintenant dans une phase de décroissance et qu'elle doit gérer cette décroissance. Cela fait partie des discours de la plus haute... de la haute direction d'Énergir depuis quelques années. Cette décroissance, nous ne croyons pas qu'elle affectera tellement la consommation de GSR. Au contraire, c'est le GSR qui risque de prendre une part de plus importante, à la fois parce qu'il y a obligation de s'approvisionner davantage en GSR et aussi parce que si le GNT dit... si la consommation globale de gaz diminue en raison du recours à la biénergie, bien, le GSR prendrait une part de plus en plus importante¹⁵⁸. [nos ajouts]

[175] En outre, le RTIEÉ soumet que la production de GSR à partir de lieux d'enfouissement technique (LET) présente un risque à long terme supérieur à celle issue de sites agricoles ou de traitement des matières organiques urbaines, en partie à cause de sa moindre intensité carbone, ce qui le rend moins avantageux selon le *Règlement sur les combustibles propres* (RCP). Il souligne également les difficultés rencontrées par Énergir pour l'obtention de quantités contractées de GSR, problème qui, selon le RTIEÉ, pourrait s'aggraver avec le GSR des LET, notamment en raison des efforts accrus du Gouvernement pour limiter les matières organiques dans les décharges¹⁵⁹.

[176] Pour ces motifs, le RTIEÉ invite la Régie à exercer la prudence exprimée aux paragraphes 96 et 359 de sa décision D-2018-080, en exigeant que l'analyse économique du raccordement de WM au réseau d'Énergir, incluant la détermination de la contribution du client, soit refaite sur la base d'un amortissement de 23 ans plutôt que 40 ans¹⁶⁰.

¹⁵⁸ Pièce [A-0028](#), p. 216 à 218.

¹⁵⁹ Pièce [C-RTIEÉ-0005](#), p. 8.

¹⁶⁰ Pièce [C-RTIEÉ-0005](#), p. 9.

7.3.2 PERTE SUR DISPOSITION D'ACTIFS

[177] Le RTIEÉ recommande que l'analyse économique de la Composante 2, incluant la détermination de la contribution du client, soit refaite de manière à y inclure la portion non amortie du coût de l'actif initial de 2004¹⁶¹, incluant la partie non amortie de sa provision pour disposition alors initialement prévue. Il précise que le coût de disposition doit inclure le nettoyage de la conduite désaffectée et sa mise sous azote.

[178] Le RTIEÉ soumet que, si le Projet n'existait pas, le coût de l'investissement initial de la conduite de biogaz, inclus à la base de tarification d'Énergir, serait amorti jusqu'à ce que l'actif ne soit plus utile, en 2025. À ce stade, tout solde non amorti serait alors traité par la Régie lors d'une audience publique, qui déciderait du traitement de ce « coût échoué »¹⁶².

[179] Or, selon le RTIEÉ, l'investissement prévu au présent dossier constitue un remplacement ou une modification de l'actif initial. Le solde non amorti du coût d'investissement de cet actif initial, incluant la provision pour disposition, doit conséquemment s'ajouter au coût d'investissement du Projet. Le RTIEÉ précise :

Il serait inapproprié que le solde non amorti de l'actif initial (incluant le solde non amorti de sa provision pour disposition) soit passé à la clientèle en tant que « coût échoué » alors que cet actif serait remplacé ou modifié par la voie du présent dossier, tout en servant aux mêmes fins, soit de permettre à WM de livrer du GSR dans la franchise d'Énergir à partir de son site d'enfouissement de Sainte-Sophie. De plus, c'est WM elle-même qui a choisi de désaffecter sa conduite de biogaz alimentant Rolland¹⁶³.

¹⁶¹ Bien que le RTIEÉ ne le précise pas, la Régie comprend que l'intervenant réfère au projet d'investissement Sainte-Sophie/Saint-Jérôme, dossier [R-3532-2004](#).

¹⁶² Pièce [C-RTIEÉ-0005](#), p. 11 et 12.

¹⁶³ Pièce [C-RTIEÉ-0005](#), p. 12.

[180] Selon le RTIEÉ, l'actif initial ne peut être considéré indépendamment du nouvel actif et il y a lieu de tenir compte de l'ensemble des coûts non amortis de l'actif initial :

Donc, il n'est pas pertinent aux fins de rendre cette décision que de savoir même si WM n'avait pas demandé ni obtenu la construction du nouvel actif, il faudrait quand même nettoyer et mettre sous azote la conduite initiale lorsqu'elle sera mise en service. Bien sûr, l'ancien actif comportait déjà une provision pour ce démantèlement. Et l'obligation de payer pour ce nettoyage et cette mise sous azote existait déjà. Il n'est pas nécessaire de... Donc, l'argument d'Énergir selon lequel l'un aurait été fait même sans l'autre n'est pas pertinent à la décision que vous avez à rendre puisque c'est l'ensemble du coût échoué de l'actif initial que je vous recommande de prendre en compte¹⁶⁴.

[181] Bien qu'il n'ait pas été en mesure de vérifier l'existence de précédents comptables sur le traitement des actifs de remplacement non complètement amortis, le RTIEÉ estime que le remplacement d'un tel actif ne devrait pas systématiquement entraîner la comptabilisation de sa valeur non amortie comme une « charge » à inclure dans un CFR. L'intervenant souligne également qu'en l'absence du Projet, le traitement des actifs échoués serait sujet à une procédure réglementaire impliquant une formation tarifaire de trois régisseurs ainsi que des audiences publiques¹⁶⁵.

¹⁶⁴ Pièce [A-0028](#), p. 222.

¹⁶⁵ Pièce [A-0028](#), p. 225 à 227.

8 COMMENTAIRES SUR LES COMPOSANTES 2 ET 3

8.1 LERI

8.1.1 PÉRIODE D'AMORTISSEMENT

[182] LERI rappelle que, suivant l'article 73 de la Loi et le Règlement, Énergir a le fardeau de démontrer le caractère prudent et l'utilité de ses investissements et ce, pour chacune des composantes du Projet. Or, selon LERI, Énergir n'a pas démontré le caractère prudent de son investissement :

Toujours au chapitre de l'incapacité d'Énergir de rencontrer son fardeau de preuve quant à la démonstration du caractère prudent de son investissement, en audience la Régie a souligné les risques importants qui se rattacheront à une période d'amortissement du projet de 40 ans alors que les revenus ne sont assurés que pour 23 ans.

De plus, Énergir demande l'autorisation de son projet à cet égard en contradiction avec la décision de principe sur la méthode d'allocation des coûts des prolongements du réseau gazier selon laquelle ces projets amortis sur 40 ans doivent atteindre et maintenir seules un index de profitabilité (IP) d'au moins 1,0 sans compter sur la contribution d'éventuels nouveaux clients et branchements non encore assurés au moment de la décision de la Régie en vertu de l'article 73 LRÉ. En plus de soulever des questions en termes d'équité intergénérationnelle, l'incertitude liée à la capacité de site d'enfouissement à long terme démontre les risques importants qui se rattachent à cet investissement majeur. La Régie a pleine compétence et discrétion d'autoriser le projet aux conditions qu'elle détermine. Cette compétence comprend la fixation de contributions et conditions qui peuvent se traduire par une obligation de WM de s'approvisionner plutôt en GSR produit à son usine, livré par Énergir, afin d'éviter ultimement des coûts et dépenses de 8,4 M \$ non nécessaires à la clientèle d'Énergir concernant la connexion de l'usine de WM, le nettoyage de la conduite existante, et une perte sur disposition d'actifs de 1,5M \$¹⁶⁶. [notes de bas de page omises]

¹⁶⁶ Pièce [D-0052](#), p. 21.

[183] Quant à l'expectative de densification évoqués par Énergir, LERI soumet que, dans sa décision D-2018-080, la Régie a établi clairement que seuls les revenus engagés contractuellement doivent être pris en compte afin de mitiger les risques liés à l'incertitude des prévisions de revenus futurs. Selon LERI, la Régie a également noté que même les volumes engagés contractuellement ont un risque intrinsèque, soit celui de ne pas demeurer constants et qu'en conséquence, il ne faut pas tenir pour acquis la constance de ces volumes et spécifiquement dans l'évaluation d'un projet sur une longue durée¹⁶⁷.

[184] Ensuite, LERI soumet que, selon elle, l'expectative de densification d'Énergir n'est pas démontrée dans sa preuve, et il aura été impossible de questionner Énergir à ce sujet¹⁶⁸.

[185] Pour ces motifs, LERI demande à la Régie de fixer la période d'amortissement des actifs à 23 ans dans le cadre de l'analyse de la rentabilité du projet d'Énergir¹⁶⁹.

8.1.2 COÛTS DE NETTOYAGE – PORTION DE LA CONDUITE RÉHABILITÉE

[186] Selon LERI, la portion des coûts du nettoyage de la conduite qu'Énergir propose de réhabiliter afin d'alimenter WM en gaz fossile se rattache sans aucun doute aux coûts totaux de la composante du Projet concernant le raccordement de l'Usine au réseau de distribution d'Énergir pour sa consommation de gaz naturel, et devrait donc y être inclus. LERI soutient que, selon la proposition actuelle d'Énergir, la fourniture de gaz naturel traditionnel à WM nécessite un nettoyage préalable de la conduite de biogaz : ces coûts résultent donc directement de la demande de WM de se raccorder au réseau de gaz naturel traditionnel. LERI précise :

Il a été démontré en preuve lors de l'audience du 14 mars 2024 que l'antériorité des négociations entre WM et Énergir relativement au Projet illustre que la fin de

¹⁶⁷ Pièce [D-0052](#), p. 22.

¹⁶⁸ Pièce [D-0052](#), p. 22.

¹⁶⁹ Pièce [D-0052](#), p. 34.

contrat entre WM et Rolland (ainsi que la perte sur disposition d'actifs) est clairement causée par ce Projet. Sans ce Projet, la conduite aurait continué d'être utilisée, et le biogaz valorisé par Rolland.

De plus, tel qu'exposé dans la partie contextuelle au présent commentaire, Énergir conclut à tort que la conduite ne servira plus alors qu'elle fait toujours l'objet de négociations et possiblement de litiges devant d'autres instances. En effet, l'utilisation de cette conduite se rattache à une obligation contenue dans le Décret 1227-2020 imposant des obligations de droit public à WM. C'est le droit positif que lie WM, Énergir, Rolland et surtout la Régie. Les négociations et arrangements contractuels entre WM et Rolland sont subordonnés à ces prescriptions¹⁷⁰.

[note de bas de page omise]

[187] Pour ces motifs, LERI demande à la Régie d'inclure les coûts de nettoyage de la conduite de biogaz à l'évaluation de la rentabilité de la connexion de l'Usine WM au réseau d'Énergir¹⁷¹.

9 OPINION DE LA RÉGIE SUR LES COMPOSANTES 2 ET 3

9.1 COMPOSANTE 2

9.1.1 CHOIX DE LA PÉRIODE D'ÉVALUATION D'UN PROJET

[188] Énergir soumet qu'il n'y a pas lieu d'utiliser, pour l'évaluation de la rentabilité de la Composante 2 du Projet, une période d'amortissement accélérée, telle que 20 ans, soit une période équivalente à la période de projection des revenus. Elle fait valoir que l'utilisation d'une telle période irait à l'encontre de la décision D-2018-080 qui prévoit l'utilisation d'un modèle financier comprenant les paramètres suivants :

- Une période de 40 ans pour l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissements (amortissements et revenus);

¹⁷⁰ Pièce [D-0052](#), p. 19.

¹⁷¹ Pièce [D-0052](#), p. 34.

- Seuls les revenus engagés contractuellement sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité des projets;
- Un seuil minimal de rentabilité d'un IP de 1,0 pour chaque projet.

[189] Le Distributeur est d'avis qu'une période d'amortissement accélérée ne peut être utilisée que si les critères prévus au paragraphe 360 de la décision D-2018-080 sont satisfaits, soit un projet qui dessert un client unique, aucune perspective de revenus au-delà d'une certaine période et aucune perspective de densification.

[190] La Régie ne retient pas la position d'Énergir à cet égard. Elle partage plutôt la position des intervenants, dont celle du ROÉÉ et de LERI, tel qu'indiqué ci-après.

[191] D'une part, dans sa décision D-2018-080, aux paragraphes 96 et 359, la Régie précisait que même si elle retenait une période d'évaluation de 40 ans, cela n'exclurait pas la possibilité, dans le cas de projets d'investissements supérieurs au seuil, de considérer une période d'analyse plus courte qui s'établirait en fonction de l'horizon anticipé de matérialisation des revenus propres au projet. Elle mentionnait également, au paragraphe 358 de cette décision, qu'étant donné que chacun des projets supérieurs au seuil faisait l'objet d'un examen distinct de la part de la Régie, il pouvait se présenter des projets ayant un tel niveau de risque qu'il était justifié de hausser les critères de rentabilité à satisfaire.

[192] Comme l'indiquent le RTIEÉ et le ROÉÉ, le paragraphe 360 s'inscrit dans le contexte des paragraphes 96, 358 et 359 de la décision D-2018-080 et illustre un exemple clair d'un cas qui présente un tel niveau de risque que l'évaluation de sa rentabilité doit être analysée sur une période réduite.

[193] La Régie n'indique pas dans cette décision que l'exemple du paragraphe 360 est le seul cas qui pourrait justifier l'application de critères de rentabilité plus élevés et l'application d'une période d'évaluation réduite.

[194] De plus, la Régie, dans sa décision D-2018-080, indiquait au Distributeur qu'il devait, lui aussi, évaluer la rentabilité d'un projet sur une période plus courte, lorsque l'horizon anticipé de matérialisation des revenus propres au projet le requiert et qu'il devait moduler la période d'évaluation en fonction de l'espérance mathématique de

matérialisation des revenus, et non en fonction d'une période standard de 40 ans, simplement parce que celle-ci correspond à la durée de vie utile des actifs.

[195] D'ailleurs, la Régie constate que le Distributeur a lui-même modulé la période d'évaluation en choisissant une période de projection des revenus de 20 ans, tout en conservant une période d'amortissement de 40 ans. Il appartient donc à la formation, au présent dossier, d'apprécier le bien-fondé de la période d'évaluation proposée par le Distributeur.

[196] En somme, lorsqu'elle examine un projet supérieur au seuil prévu au Règlement, en vertu de l'article 73 de la Loi, la Régie peut apprécier les risques inhérents à ce projet et, en fonction de ces risques, déterminer, le cas échéant, qu'une période d'amortissement réduite soit appliquée aux fins de l'analyse de la rentabilité du projet.

[197] Dans le cadre du présent dossier, la Régie considère qu'elle peut et doit évaluer le niveau de risque associé à la Composante 2 du Projet, particulièrement quant à l'expectative des volumes et des revenus et, si requis, elle peut mitiger ces risques en déterminant une période d'évaluation plus courte que 40 ans.

9.1.2 PÉRIODE D'ÉVALUATION EN FONCTION DES RISQUES PROPRES À LA COMPOSANTE 2 DU PROJET

[198] La Régie est d'avis que les risques propres à la Composante 2 du Projet identifiés dans les paragraphes ci-après justifient l'utilisation d'une période d'évaluation réduite.

Risques associés au client unique et au potentiel de densification

[199] La Régie est d'avis que le Distributeur n'a pas démontré à l'aide de données probantes le potentiel de densification qu'il prévoit, ni l'expectative de revenus supplémentaires qu'il envisage.

[200] La Régie est d'avis, tout comme le ROÉÉ et le RTIEÉ, que les attentes quant au potentiel de densification ou quant aux revenus attendus par Énergir sur la durée de vie

des actifs de 40 ans sont très hypothétiques. En effet, le Distributeur ne fournit aucune preuve quantitative du potentiel futur des ventes pour les années 21 à 40.

[201] La Régie note que dans les scénarios 6 et 7 du tableau 10 (période de 40 ans pour la prévision de revenus et l'amortissement), la prévision de revenus des années 20 à 40 est la même que la prévision des revenus des années 1 à 20. La Régie n'est pas convaincue qu'un tel scénario soit susceptible de se réaliser, notamment en raison de la décroissance anticipée de la production de GSR à partir de la 17^{ème} année du Projet, soit en 2042¹⁷².

[202] De plus, la Régie considère que dans un contexte où le distributeur anticipe une décroissance des volumes de l'ordre de 45% d'ici 2050, la probabilité de réalisation du potentiel de densification mentionné par Énergir demeure encore plus incertaine.

[203] De surcroît, le rapport de recherche *Gaz naturel renouvelable, enjeux climatiques et écologiques et potentiel de production au Québec*, qui fait référence à un volume disponible de GSR incertain, ajoute une incertitude additionnelle à l'égard de la fiabilité de la production estimée de GSR par WM.

[204] À ce constat s'ajoute le rapport de suivi déposé dans le cadre de l'exercice du rapport annuel terminé le 30 septembre 2023¹⁷³ qui fait état de volumes injectés en GSR dans le réseau d'Énergir de 60% inférieurs aux volumes projetés lors de la cause tarifaire 2022-2023.

[205] Enfin, en ce qui a trait aux comparaisons faites par le Distributeur avec les projets de La Corne et de Kruger, la Régie ne les juge pas convaincantes. Elle constate que bien que ces deux projets desservent chacun un client unique, ils sont difficilement comparables avec le Projet (Composante 2) et comportent des différences notables, comme le souligne le ROÉÉ. La Régie examine la Composante 2 en fonction des risques qui lui sont propres.

¹⁷² Pièce [D-0021](#), p. 303.

¹⁷³ Dossier R-4242-2023, pièce [B-0060](#), p. 3.

Risque d'interfinancement intergénérationnel

[206] La Régie a soulevé en audience le risque d'un interfinancement intergénérationnel dans la mesure où, selon l'analyse de rentabilité appliquée par Énergir, les revenus seraient perçus sur une période de 20 ans, alors que les coûts seraient amortis sur une période de 40 ans. La réponse du Distributeur n'a pas convaincu la Régie de la non-matérialisation de ce risque.

[207] À cet égard, la Régie considère que, dans une période de transition énergétique où une décroissance de 45% des volumes est prévue d'ici 2050 par le Distributeur, il est réaliste d'anticiper, comme mentionné par l'ACIG, que des coûts échoués associés à cette décroissance de volumes pourraient créer un fardeau de coûts pour la génération future.

[208] Dans ce contexte, la Régie considère que la période d'évaluation proposée par le Distributeur ajouterait un risque additionnel pour la génération future.

Période d'évaluation retenue

[209] En somme, la Régie juge que la Composante 2 du Projet présente un niveau de risque qui justifie une évaluation de sa rentabilité selon une période d'évaluation réduite en fonction de l'horizon anticipé de matérialisation des revenus. De plus, la Régie est d'avis que la contribution exigée du client doit être établie en fonction d'une période réduite et d'un amortissement accéléré des actifs.

[210] Enfin, comme souligné par le Distributeur, la Régie retient que la modulation de la durée de l'amortissement entre 40 ans et 20 ans a peu d'effet sur l'impact tarifaire.

[211] La Régie aurait jugé prudente une période d'évaluation de 20 ans pour la Composante 2 du Projet, n'eût été du contrat d'achat de GSR conclu entre Énergir et WM. La Régie constate à cet égard que ce contrat a une durée de 23 ans. Dans ce contexte, la Régie considère que l'analyse de rentabilité de la Composante 2 du Projet doit tenir compte d'une période d'évaluation de 23 ans, laquelle correspond à la durée du contrat d'achat de GSR avec WM.

9.1.3 INCLUSION DES COÛTS DE NETTOYAGE LIÉS À LA PORTION DE LA CONDUITE RÉHABILITÉE DANS LES COÛTS DE LA COMPOSANTE 2

[212] La Régie partage l'avis de l'ACIG, du ROÉÉ et de LERI selon lequel le coût de nettoyage de la conduite, qui sera réhabilitée sur une longueur de 11,5 km, doit faire partie de la Composante 2 du Projet.

[213] La Régie considère, comme mentionné par l'ACIG, que les coûts de nettoyage de cette portion de conduite sont liés à la décision de WM de fournir du GSR à Énergir et de se procurer le GNT nécessaire au fonctionnement de son Usine.

[214] Ainsi, comme les intervenants et LERI, la Régie ne considère pas ces événements, soit le nettoyage de la conduite et le raccordement de l'Usine de WM, indépendants l'un de l'autre. Le nettoyage de la conduite et le raccordement de l'Usine de WM visent à permettre à WM de produire et de commercialiser son GSR.

[215] Cette portion de la conduite dédiée demeure utilisée et n'est pas abandonnée. Le nettoyage de cette conduite est nécessaire afin de pouvoir l'utiliser pour desservir WM en GNT. D'ailleurs, Énergir indique dans sa preuve que « Le Projet nécessite le nettoyage de la conduite actuelle sur une distance de 12,8 km, dont environ 1,3 km sera abandonné ».

[216] Pour ces motifs, Régie conclut qu'il y a un lien direct entre le nettoyage de la portion réutilisée de la conduite dédiée et la Composante 2 du Projet.

[217] La Régie retient également les précédents soumis par le ROÉÉ. Dans ces décisions, la Régie a intégré les coûts de décontamination, de remise en état et de démantèlement d'actifs remplacés aux coûts des nouveaux projets d'investissements.

[218] De plus, la Régie considère que la proposition du Distributeur pourrait avoir pour conséquence de faire supporter deux fois les coûts de nettoyage de la conduite à la clientèle. Une première fois, en incluant cette portion des coûts de nettoyage dans la Composante 3 du Projet, et une deuxième fois si la conduite venait à être abandonnée ultérieurement.

[219] Pour ces motifs, la Régie rejette la proposition du Distributeur à l'effet de traiter la portion réutilisée de la conduite dédiée comme si elle était abandonnée. La Régie juge que les coûts de nettoyage de la conduite réhabilitée doivent être inclus dans la Composante 2 du Projet.

9.1.4 CONCLUSIONS SUR LA COMPOSANTE 2

[220] La Régie considère que le modèle financier utilisé pour évaluer la rentabilité de la Composante 2 du Projet doit tenir compte d'une période d'évaluation de 23 ans ainsi que des coûts de nettoyage de la conduite réhabilitée. Le Scénario 4 présenté au tableau 10 reflète l'utilisation de ces paramètres.

[221] Par conséquent, la Régie autorise Énergir à réaliser la Composante 2 du Projet, sous la condition que cette composante du Projet rencontre le seuil minimal de rentabilité en appliquant les paramètres identifiés au paragraphe précédent.

[222] La Régie demande à Énergir de déposer en suivi, dans le cadre du présent dossier, l'analyse financière mise à jour lorsqu'elle sera finalisée, détaillant notamment le montant des coûts de nettoyage transférés à la Composante 2 et le montant de la contribution financière demandée à WM.

[223] La Régie rappelle que l'article 4.3.4 des CST permet à Énergir de rembourser en totalité ou en partie la contribution financière de WM, à la suite de nouveaux branchements sur la conduite.

[224] **La Régie autorise Énergir à créer un CFR portant intérêts, dans lequel seront cumulés les coûts reliés à la Composante 2 du Projet tels qu'approuvés dans la présente section.**

[225] **La Régie ordonne à Énergir de l'informer par voie administrative, dans les meilleurs délais, de l'éventualité d'une hausse des coûts totaux de la Composante 2 du Projet supérieure à 15 %.**

9.2 COMPOSANTE 3

[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 règlementaire des sommes versées à ce CFR.**

[228] Finalement, la Régie comprend les préoccupations de l'ACIG relatives à la question de la disposition des actifs dans un contexte de décroissance importante des volumes des clients d'Énergir d'ici 2050. Selon l'intervenante, ce sujet devrait être examiné dans le cadre d'un dossier générique. À cet égard, la Régie invite l'intervenante à présenter une demande pour traiter de manière plus large de ce sujet dans le cadre du dossier R-3867-2013. La formation au dossier sera en mesure d'évaluer l'opportunité de cette demande et de son traitement.

[229] **La Régie ordonne à Énergir de l'informer par voie administrative, dans les meilleurs délais, de l'éventualité d'un dépassement des coûts totaux de la Composante 3 supérieur à 15 %.**

10 BNÉ

10.1 POSITION D'ÉNERGIR

[230] Le Distributeur souligne que 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.

[231] Énergir soumet que 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 éq. CO₂. Elle présente les paramètres et hypothèses du calcul. L'hypothèse de 140 000 tonnes éq. CO₂ 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 conventionnel¹⁷⁴.

[232] Elle présente un exemple de calcul avec les volumes potentiels totaux d'injection de GSR révisé en décembre 2023 de 74,39 10⁶m³ pour estimer le gaz naturel conventionnel remplacé par du GSR.

$$\begin{aligned} \text{Émissions évitées (139 704 tonnes éqCO}_2\text{)} &= 74,39 \text{ Mm}^3 * 1\ 000 * \\ &\quad (1,889 \text{ t. eqCO}_2\text{/10}^3\text{m}^3 - 0,011 \text{ t. eqCO}_2\text{/10}^3\text{m}^3) \end{aligned}$$

[233] Énergir indique que l'alimentation en gaz naturel traditionnel de l'Usine de WM pour son fonctionnement est exclue du calcul des émissions évitées¹⁷⁵.

[234] Par ailleurs, concernant la lettre de LERI et le Rapport du BAPE déposés dans le présent dossier le 24 avril 2024, Énergir soumet notamment que les émissions de GES découlant de la consommation de l'Usine de WM estimées à 15 000 tonnes éq. CO₂ par année ne devrait avoir aucun impact sur la décision de la Régie¹⁷⁶. En effet, selon Énergir, même dans un scénario où les émissions projetées de l'Usine de WM devaient être

¹⁷⁴ Pièce [B-0005](#), p. 10.

¹⁷⁵ Pièce [B-0022](#), p. 22.

¹⁷⁶ Pièce [B-0050](#), p. 2 et 3.

considérées, le Projet entraînerait malgré tout une réduction substantielle allant jusqu'à 125 000 tonnes éq. CO₂ par année.

[235] En ce qui a trait à la consommation de GNT de LERI en remplacement de sa consommation de biogaz, Énergir considère que les émissions de GES qui pourraient en découler ne doivent d'aucune façon être considérées dans l'évaluation du Projet. D'une part, Énergir ne dispose pas des informations nécessaires relatives à la consommation de biogaz de LERI. D'autre part, la preuve au dossier est claire à l'effet que WM n'avait de toute façon aucune intention de renouveler son contrat de fourniture de biogaz avec LERI, peu importe l'issue du Projet.

[236] Selon Énergir l'impossibilité pour LERI de s'approvisionner en biogaz ne saurait ainsi être attribuable au Projet. À cet égard, Énergir réfère à la décision D-2024-012 rendue le 14 février 2024 dans le cadre du présent dossier.

[237] Énergir rappelle par ailleurs que LERI dispose, comme tout autre client d'Énergir, de la possibilité de s'approvisionner en GSR afin de réduire ses émissions de GES.

[238] Enfin, pour ce qui est de la recommandation du BAPE quant à la réflexion sur l'utilisation du GSR dans une vision plus large de la transition énergétique, Énergir soumet qu'une telle recommandation, adressée au Gouvernement, ne devrait avoir aucun impact sur la décision que la Régie est appelée à rendre dans le cadre du présent dossier.

10.2 COMMENTAIRES

[239] L'ACIG commente l'estimation des réductions de GES pouvant atteindre 140 000 tonnes éq. CO₂. Elle soumet qu'en ajoutant la consommation prévue de la première usine de GSR et les GES déjà évités par LERI, les réductions réelles de GES s'élèveront jusqu'à un maximum 60 000 tonnes éq. CO₂. En comptant l'année 2024 où l'ensemble du biogaz sera brûlé par torchères faute d'entente entre WM et LERI pour l'approvisionnement en biogaz, le projet de GSR réduira les GES d'un total d'environ 790 000 tonnes éq. CO₂ jusqu'en 2048¹⁷⁷.

[240] LERI est d'avis que la Régie devrait refuser l'autorisation du Projet, en raison notamment de ses impacts environnementaux négatifs au chapitre des émissions de GES. Elle soumet que l'autorisation du Projet la priverait de façon irréversible de la possibilité de valoriser et s'approvisionner en biogaz et l'obligerait de consommer du GNT. Par conséquent, LERI indique que ses émissions de GES annuelles augmenteront de manière importante par rapport à l'année 2021 et que cette hausse n'est pas reflétée dans les émissions de GES liées au Projet présentées dans la preuve d'Énergir¹⁷⁸. Elle évalue qu'annuellement, ses émissions globales de carbone par rapport à l'année de référence (2021) augmenteront de 529 %, soit une augmentation des émissions de GES d'environ 70 000 tonnes éq. CO₂ par an.

[241] De plus, LERI souligne qu'Énergir ne fait pas état dans sa preuve des émissions de GES importantes qui seront associées au raffinage et à la purification du biogaz pour obtenir du GSR, ni de la consommation de gaz fossile à l'Usine de WM qui découle directement de son projet de connexion de l'usine à son réseau.

[242] LERI considère que le raccordement de l'Usine de WM au réseau d'Énergir et le nettoyage de la conduite ne s'inscrivent pas dans une perspective de décarbonation du réseau. Elle indique que l'alimentation de l'Usine de 8,1 10⁶m³ de gaz naturel par année entraînera une augmentation importante des émissions de GES¹⁷⁹.

¹⁷⁷ Pièce [C-ACIG-0006](#), p. 12.

¹⁷⁸ Pièce [D-0052](#), p. 6.

¹⁷⁹ Pièce [D-0052](#), p. 21.

[243] LERI dépose le *Rapport d'enquête et d'audience publique* du BAPE portant sur le Projet d'Énergir qui n'était pas encore publié au moment du dépôt de ses commentaires le 18 mars 2024. LERI invite la Régie à considérer, notamment, la conclusion suivante du BAPE et à demander à Énergir une preuve amendée relative aux émissions de GES liées au Projet¹⁸⁰ :

Cependant, la commission d'enquête est d'avis que les émissions de gaz à effet de serre évitées par ce projet ont été surestimées et devraient faire l'objet d'une réévaluation complète et détaillée afin que les décideurs puissent apprécier à sa juste valeur la contribution du projet à l'atteinte des cibles gouvernementales et réglementaires¹⁸¹.

[244] LERI est d'avis que le projet d'Énergir entrainera au final une réduction de l'efficacité globale de la valorisation du biogaz du site d'enfouissement. En effet, ce biogaz était valorisé en circuit fermé et local par une entreprise à proximité, et il serait désormais raffiné dans un processus plus complexe entraînant des coûts additionnels et sujet à un traitement dans le réseau gazier d'Énergir.

[245] D'un point de vue économique, LERI fait valoir que le Projet d'Énergir entrainera une baisse des revenus significative au sein de l'entreprise. En effet, le passage du biogaz au gaz naturel augmentera les coûts énergétiques de l'usine jusqu'à 10% par tonne de produit. LERI évalue les pertes annuelles potentielles liées à l'augmentation des coûts énergétiques et la baisse des ventes à 15% de son chiffre d'affaires, soit environ 42,6 M\$. Cette perte serait catastrophique pour l'usine de papier de Saint-Jérôme, dans une industrie où les marges de profits sont déjà relativement minces.

[246] Selon le ROEE, la consommation de GNT par LERI et WM annulerait en bonne partie les gains de réduction de GES issus du Projet¹⁸². Le ROEE est d'avis qu'il faudrait soustraire ces émissions du calcul des GES présenté par Énergir.

¹⁸⁰ Pièce [D-0057](#).

¹⁸¹ Pièce [D-0058](#), p. 45.

¹⁸² Pièce [C-ROEE-0037](#), p. 4 et 5.

[247] Le RTIÉE soumet qu'il serait approprié que la Régie impose à Énergir, comme condition à l'autorisation du Projet, que le client WM soit un acheteur de GSR en vertu du tarif existant¹⁸³.

[248] Monsieur Alexandre Richard soumet qu'actuellement, la totalité des coûts réels liés aux passifs environnementaux associés à la production, la distribution ainsi qu'à l'utilisation du GNT ou du GSR ne sont pas adéquatement internalisés à même les tarifs¹⁸⁴.

[249] Monsieur Richard considère que les résidus enfouis sur le site d'enfouissement, ainsi que les émissions de méthane biogénique et non biogénique découlant du Projet, devraient être internalisés. Il est d'avis que la Régie doit s'assurer que l'ensemble des paramètres environnementaux du Projet sont inclus dans l'analyse de ce dernier¹⁸⁵.

[250] Monsieur Richard propose à la Régie, notamment, de refuser la demande d'autorisation du Projet le temps que des études impartiales complètes soient réalisées afin d'internaliser le passif environnemental, et de déterminer adéquatement l'état des lieux du gisement de Sainte-Sophie¹⁸⁶.

10.3 OPINION DE LA RÉGIE

[251] La Régie constate que le Projet s'inscrit en cohérence avec la politique énergétique qui vise à augmenter la production de bioénergie et qu'il permettrait, considérant la production assez importante de GSR, de progresser vers l'atteinte des cibles réglementaires de livraison de GSR prévues au *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur*¹⁸⁷. Le Projet favorise également une source d'approvisionnement locale d'énergie renouvelable et contribue au développement de la filière du GSR au Québec.

¹⁸³ Pièce [C-RTIÉE-0005](#), p. 6.

¹⁸⁴ Pièce [D-0050](#), p. 2.

¹⁸⁵ Pièce [D-0050](#), p. 3.

¹⁸⁶ Pièce [D-0050](#), p. 9 et 10.

¹⁸⁷ [RLRQ, c. R-6.01, r.4.3.](#)

[252] Par ailleurs, considérant l'importance grandissante qu'elle accorde à la prise en compte des BNÉ, comme déjà mentionné lors de décisions passées¹⁸⁸, la Régie ne peut se déclarer tout à fait satisfaite à l'endroit de la preuve déposée par Énergir sur cet aspect particulier. À cet égard, la Régie constate, comme mentionné dans les commentaires et également dans le rapport du BAPE¹⁸⁹, que les GES évités par le Projet sont surestimés.

[253] Dans une perspective de prise en compte des BNÉ dans le cadre des projets d'investissements, la Régie demande à Énergir de considérer les réductions de GES globaux que procure l'implantation d'un projet d'investissement, notamment les émissions perdues provenant d'une source de production qui émet des GES.

[254] La Régie demande également au Distributeur de présenter, dans le cadre de ses projets d'investissements, une évaluation plus complète des BNÉ, faisant notamment état d'un bilan net des émissions de GES.

[255] Par ailleurs, la Régie considère que le Projet devrait contribuer à réduire les émissions de GES, mais dans une moindre mesure que ce qui est présenté par Énergir. De plus, la Régie partage la position d'Énergir selon laquelle les émissions de GES qui pourraient découler de la consommation de gaz naturel de LERI en remplacement du biogaz n'avaient pas à être présentées dans le cadre du présent Projet¹⁹⁰.

¹⁸⁸ Dossiers R-4163-2021, décision [D-2021-072](#), p. 21, par 70, et R-4226-2023, décision [D-2023-076](#), p. 19, par.59.

¹⁸⁹ [Rapport d'enquête et d'audience publique n° 373](#) concernant le Projet de raccordement du complexe de valorisation des biogaz et de biométhanisation de WM de Sainte-Sophie au réseau de Gazoduc TQM à Mirabel, p. 42.

¹⁹⁰ Pièces [B-0048](#), p.1 et 2, et [B-0050](#), p. 2 et 3.

11 DÉCRET 1227-2020, OBLIGATION DE DESSERVIR ET AUTRES COMMENTAIRES DE LERI

[256] Dans ses commentaires, LERI mentionne que pour décider si le Projet doit être autorisé, la Régie doit considérer le décret 1227-2020 et s'assurer que sa décision relative à l'autorisation du Projet le respecte. Selon LERI, la Régie ne peut autoriser le Projet s'il a pour effet d'emporter la fin de son approvisionnement en biogaz.

[257] À cet égard, comme l'indique Énergir, la Régie a déjà statué sur cette question dans le cadre de sa décision D-2024-012 :

[84] La Régie est d'avis que ce différend entre WM et LERI, deux parties privées non règlementées, lié au maintien de l'approvisionnement en biogaz, ne relève pas de sa juridiction. La Régie ne pourrait ainsi ordonner le maintien de cet approvisionnement ni contraindre WM à conclure un nouveau contrat à cet égard, même si elle procédait à l'examen du Décret. La Régie souligne que la position avancée par LERI à l'égard de la juridiction de la Régie en cette matière n'est pas limpide.

[85] Dans le même ordre d'idée, la Régie ne peut, dans le cadre de la juridiction qu'elle exerce en vertu de l'article 73 de la Loi, déterminer si le projet de WM visant l'agrandissement du lieu d'enfouissement technique de Sainte-Sophie respecte le Décret. L'examen que demande LERI à cet égard ne se rattache pas à sa juridiction. La Régie ne pourrait d'ailleurs en aucun cas sanctionner, le cas échéant, le non-respect du Décret ni émettre une ordonnance visant à forcer l'arrêt du projet d'agrandissement du lieu d'enfouissement technique de WM. La compétence de rendre de telles ordonnances relève de la Cour supérieure.

[86] Cela étant dit, considérant qu'elle ne peut statuer sur le différend qui oppose WM et LERI, que le Contrat n'a pas été renouvelé et que WM n'a aucune intention de le renouveler, que le Projet d'Énergir se réalise ou non, la Régie juge que le complément de preuve demandé à l'égard d'un scénario alternatif qui suppose le maintien de l'approvisionnement en biogaz, qui dans les faits a pris fin, n'est pas pertinent¹⁹¹. [Note de bas de page omise]

¹⁹¹ Décision [D-2024-012](#), p. 24, par. 84 à 86.

[258] Cette décision n'a pas été portée en révision. Le dépôt des commentaires des personnes intéressées ne constitue pas une occasion pour demander à la Régie de reconsidérer une décision déjà rendue en cours d'instance sur sa juridiction.

[259] Dans ses commentaires, LERI réitère également ses arguments en lien avec l'article 77 de la Loi et l'obligation de desservir. La Régie souligne qu'elle s'est déjà prononcée dans sa décision D-2024-012 sur cette question¹⁹².

[260] Enfin, en ce qui a trait aux commentaires de LERI relatifs à une solution alternative impliquant le maintien de son approvisionnement en biogaz, la Régie a déjà tranché dans sa décision D-2024-012 que l'analyse d'une telle solution alternative, y incluant ses avantages allégués par LERI, n'était pas pertinente dans le cadre du présent dossier.

[261] Contrairement aux allégations de LERI, cette décision ne visait pas à prendre position en faveur de WM. En effet, cette décision n'empêche pas LERI de soulever son différend avec WM devant d'autres instances.

12 CONCLUSION FINALE SUR LE PROJET

[262] **Après avoir examiné l'ensemble de la preuve, la Régie autorise, pour les motifs indiqués précédemment, le Projet sous la condition que sa Composante 2 rencontre le seuil minimal de rentabilité en appliquant les paramètres déterminés au paragraphe 220 de la présente décision.**

¹⁹² Décision [D-2024-012](#), p. 25, par. 87 à 91.

13 TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[263] Énergir demande à la Régie d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion de certaines pièces et de certains renseignements en vertu de l'article 30 de la Loi¹⁹³. Elle dépose, au soutien de sa demande, deux déclarations sous serment¹⁹⁴.

13.1 INFORMATIONS RELATIVES AUX COÛTS DU PROJET

[264] Énergir demande à la Régie d'émettre des ordonnances de traitement confidentiel à l'égard des informations financières caviardées aux sections 2.5, 3.7 et 4.2 et à l'annexe 1 de la pièce B-0005, ainsi qu'à la page 12 de l'annexe C de la pièce B-0007 (révisée comme pièce B-0032¹⁹⁵), jusqu'à la finalisation du Projet¹⁹⁶.

[265] Dans sa déclaration sous serment, Monsieur Ronald Haddad, directeur exécutif, Projets majeurs et infrastructure réseau chez Énergir, affirme que la divulgation, la publication ou la diffusion de ces informations confidentielles serait de nature à empêcher Énergir de bénéficier du meilleur prix possible et ce, au détriment et préjudice de l'ensemble de la clientèle de l'activité réglementée.

13.2 PLAN DÉTAILLÉ DES POSTES

[266] Énergir demande à la Régie d'émettre des ordonnances de traitement confidentiel à l'égard des informations caviardées relatives aux plans détaillés des postes à la section 2.1 (figure 2) de la pièce B-0005 et à l'annexe C-3, à la page 19, de la pièce B-0007 (révisée comme pièce B-0032)¹⁹⁷.

¹⁹³ Pièce [B-0034](#).

¹⁹⁴ Pièces [B-0015](#) (révisée comme pièce [B-0036](#)) et [B-0035](#).

¹⁹⁵ La pièce caviardée [B-0007](#) a été révisée comme pièce [B-0032](#).

¹⁹⁶ Pièce [B-0036](#), par. 3 à 6 de la déclaration sous serment.

¹⁹⁷ Pièce [B-0036](#), par. 7 à 9 de la déclaration sous serment.

[267] Dans sa déclaration sous serment, Monsieur Haddad affirme que la divulgation, la publication ou la diffusion des informations confidentielles relatives aux plans détaillés des postes de réception ou gare de raclage, seraient susceptibles de compromettre la sécurité du réseau gazier.

[268] En réponse à la DDR n° 2 de la Régie, Énergir mentionne que les plans des postes comportent un niveau de détail qui n'est pas présenté publiquement, tels que les distances des lignes de lots et les détails de conception. Dans le cours normal de ses affaires, Énergir ne divulgue ce type de plans à des tiers que sous réserve d'obtenir en contrepartie un engagement de confidentialité ainsi qu'un engagement à n'utiliser ces plans qu'à des fins de planification, et non en remplacement d'une demande auprès d'Info-Excavation en prévision de travaux¹⁹⁸.

13.3 AUTRES INFORMATIONS CONFIDENTIELLES

[269] Énergir demande à la Régie d'émettre des ordonnances de traitement confidentiel à l'égard d'autres informations sensibles et confidentielles, notamment, de nature commerciale et concurrentielle contenues à la pièce B-0007 (révisée comme pièce B-0032) et à la pièce B-0031¹⁹⁹.

[270] Monsieur Haddad affirme que la divulgation, la publication ou la diffusion de ces informations feraient en sorte qu'Énergir soit en défaut de respecter les engagements de confidentialité qu'elle a pris envers WM, laquelle n'a pas autorisé Énergir à divulguer ces renseignements publiquement.

[271] À la suite de la DDR n° 2 de la Régie, Monsieur Haddad mentionne qu'Énergir est également justifiée de demander la confidentialité de ces informations, pour les motifs mentionnés à la déclaration sous serment du 2 février 2024 de Monsieur Shahid Malik, Vice-Président de la division des Énergies renouvelable chez WM.

¹⁹⁸ Pièce [B-0030](#).

¹⁹⁹ Pièces [B-0036](#), par. 10 à 13 de la déclaration sous serment et pièce [B-0030](#), p. 18 (Réponse à la question 7.1 de la DDR n° 2 de la Régie.

[272] En réponse à la question 7.3 de la DDR n° 2 de la Régie, Énergir confirme que l'information apparaissant à l'article 2 (e) de la page 11 de la pièce B-0007 n'est pas de nature confidentielle et dépose à la pièce révisée B-0032 une version du contrat DR avec l'article 2 (e) non caviardé.

[273] En réponse à la question 7.4 de la DDR n° 2 de la Régie, Énergir confirme que l'information apparaissant à l'article 5 (b) de la page 12 de la pièce B-0007 n'est pas de nature confidentielle et dépose à la pièce révisée B-0032 une version du contrat DR avec l'article 5 (b) non caviardé.

[274] La Régie dresse ci-dessous la liste des pièces et des informations visées par les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel et réfère aux déclarations sous serment visées, ainsi qu'à la durée demandée pour le traitement confidentiel.

TABLEAU 12

LISTE DES PIÈCES ET RENSEIGNEMENTS FAISANT L'OBJET DES DEMANDES D'ORDONNANCES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

Renseignements visés	Document caviardé	Document déposé sous pli confidentiel	Déclaration sous serment	Durée demandée pour le traitement confidentiel
Renseignements relatifs aux coûts du Projet	Pièce B-0005 Renseignements aux sections 2.5, 3.7 et 4.2 et à l'annexe 1	Pièce B-0004	Pièce B-0036	Jusqu'à la finalisation du Projet
	Pièce B-0007 (Révisée comme pièce B-0032) Renseignements à la page 12 de l'annexe C	Pièce B-0006		
	Pièce B-0022	Pièce B-0021		

	Renseignements aux deux dernières lignes de la page 23 et à la page 25			
	Pièce B-0030 Renseignements à la page 10	Pièce B-0029		
	Pièce B-0040 Renseignements aux pages 12 et 13	Pièce B-0039		
	Pièce A-0005 Renseignements aux deux dernières lignes de la page 16 et à la page 18	Pièce A-0006		
	Pièce A-0009 Renseignements à la page 7	Pièce A-0010		
	Pièce A-0018 Renseignements à la page 7	Pièce A-0019		
Plans détaillés des postes et autres renseignements	Pièce B-0005 Renseignements à la section 2.1 (figure 2)	Pièce B-0004	Pièce B-0036	Indéterminée
	Pièce B-0007 (Révisée comme pièce B-0032)	Pièce B-0006		

	Renseignements à l'annexe C-3 à la page 19			
	Pièce B-0007 (Révisée comme pièce B-0032) Renseignements à la page 5 ainsi qu'au tableau de l'article 11.4 figurant à la page 9	Pièce B-0006	Pièce B-0035 et Pièce B-0036	
Autres renseignements liés à WM	Pièce B-0007 (Révisée comme pièce B-0032) Renseignements à l'article 11.1 de la page 9, à la page 11 de l'annexe C, aux pages 13 à 15 de l'annexe C-1, à l'annexe F aux pages 28 à 30, à l'annexe G-1 à la page 32 et à l'annexe G-2 à la page 34	Pièce B-0006	Pièce B-0035 et Pièce B-0036	10 ans
		Pièce B-0031		
	Pièce A-0005 Renseignements à la page 16 (à l'exception des deux dernières lignes de cette page) et à la page 17	Pièce A-0006		
	Pièce B-0022 Renseignements à la page 23, à l'exception des deux dernières lignes de cette page) et à la page 24	Pièce B-0021		

[275] Après examen des motifs énoncés aux déclarations sous serment indiquées au tableau 12 ci-dessus, la Régie juge qu'elles justifient que les pièces et renseignements déposés sous pli confidentiel identifiés dans ce même tableau soient traités de façon confidentielle.

[276] La Régie accueille donc les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel relatives à ces pièces et renseignements et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour les durées énoncées à la dernière colonne du tableau 12.

[277] La Régie ordonne à Énergir de l'informer, par voie administrative, dès que le Projet sera complété. Elle verra alors à ce que les renseignements confidentiels visés soient versés au dossier public.

[278] **Considérant ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

AUTORISE Énergir à réaliser le Projet, sous la condition que la Composante 2 rencontre le seuil minimal de rentabilité en appliquant les paramètres déterminés au paragraphe 220 de la présente décision;

AUTORISE Énergir à créer un CFR, portant intérêts, dans lequel seront cumulés les coûts liés aux actifs nécessaires à l'injection de GSR du Projet jusqu'à leur récupération par le tarif de réception (Composante 1);

DEMANDE à Énergir de déposer en suivi, dans le cadre du présent dossier, une mise à jour de l'analyse financière lorsqu'elle sera finalisée, détaillant notamment le montant des coûts de nettoyage transférés à la Composante 2 et le montant de la contribution financière demandée à WM;

AUTORISE Énergir à créer un CFR, portant intérêts, dans lequel seront cumulés les coûts liés à la connexion de WM pour sa consommation en gaz naturel jusqu'à leur inclusion dans le dossier tarifaire 2025-2026 (Composante 2);

AUTORISE Énergir à créer un CFR, portant intérêts, dans lequel seront cumulés les coûts reliés au nettoyage de la portion de la conduite qui sera abandonnée, les coûts pour l'abandon des postes et de la conduite, ainsi que la perte sur disposition d'actifs (Composante 3) et **RÉFÈRE** au dossier tarifaire 2025-2026 la disposition et le traitement règlementaire des sommes versées à ce CFR;

ACCUEILLE les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel des renseignements et pièces présentés au tableau 12;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion des pièces et renseignements identifiés au tableau 12 pour les durées énoncées à la dernière colonne de ce tableau;

ORDONNE à Énergir de l'informer, par voie administrative, dès que le Projet sera finalisé;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à tous les éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Sylvie Durand

Régisseur