

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

HYDRO-QUÉBEC
Demanderesse

N° R-4244-2023

et

REGROUPEMENT DES
ORGANISMES
ENVIRONNEMENTAUX EN
ÉNERGIE (ROÉÉ), *et al.*
Intervenants

**Énergir – 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**

PLAN D'ARGUMENTATION DU ROÉÉ

LE ROÉÉ EXPOSE RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :

**1. La méthode accélérée d'amortissement devrait être appliquée au projet
de WM**

**1.1. Principe de prudence et de pondération en matière d'investissement dans le gaz
naturel**

1. L'autorisation accordé par la Régie en vertu de l'article 73 LRÉ a pour effet de conférer
« aux projets d'investissement visés une présomption de leur caractère prudemment
acquis et utiles aux fins de l'exploitation du réseau de distribution de gaz naturel. »¹

¹ [D-2018-040](#) (Onglet 12), par. 86.

2. La Régie a établi dans la décision D-2018-080 la méthodologie applicable à l'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau. Bien que cette décision soit d'une facture généralement technique, la Régie y pose néanmoins certaines considérations de nature générale concernant les évaluations de rentabilité de projets.
3. Notamment, la Régie insiste sur l'importance d'une évaluation rigoureuse des différents éléments pris en compte lors de l'évaluation de comptabilité.

La Régie partage l'avis d'Énergir et des intervenants sur l'importance de bien évaluer les intrants utilisés dans le modèle d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau. Elle considère qu'une surestimation des coûts ou une sous-estimation des revenus associés aux projets de développement peut ériger une barrière à l'expansion du réseau et à la croissance des volumes livrés. À l'inverse, une sous-estimation des coûts ou une surestimation des revenus pris en compte dans l'évaluation de la rentabilité des projets peut favoriser le raccordement de nouveaux clients non rentables, ce qui entraîne une pression à la hausse sur les tarifs pour l'ensemble de la clientèle du réseau.²

4. En effet, d'une part, la Régie note que « c'est la clientèle du Distributeur qui assume la plus grande part du risque associé aux projets d'extension de réseau » et qu'il « existe une asymétrie importante entre les risques qu'assume le Distributeur, d'une part, et ceux qu'assument ses clients, d'autre part. »³
5. D'autre part, comme le mentionnait dans son rapport l'expert Paul Chernick du ROÉÉ, dont les propos ont été repris avec approbation par la Régie, « [i]n addition to the economic and consumer implications of improperly analysing the costs of line extensions, there are other public interest, environmental and sustainability implications. Inadequate analysis of line extensions may distort the investment decisions of the utility and customers. »⁴
6. De plus, la Régie a souligné le besoin de bien évaluer les risques à moyens et longs termes pensants sur le marché québécois de distribution de gaz naturel.⁵ En effet, en 2018, la Régie considérait :

que le contexte énergétique évolue rapidement et que les tendances à moyen et long termes laissent entrevoir peu d'opportunités porteuses en matière de développement de réseau. Elle est d'avis que l'ensemble des éléments contextuels

² [D-2018-080 \(Onglet 20\)](#), par 40.

³ [D-2018-080 \(Onglet 20\)](#), par. 47.

⁴ [D-2018-080 \(Onglet 20\)](#), par. 39, Dossier R-3867-2013ph3, [C-ROÉÉ-0112](#), p. 4.

⁵ [D-2018-080 \(Onglet 20\)](#), par. 43.

mis en preuve dans le présent dossier milite en faveur d'une approche teintée, en ce domaine, d'une prudence accrue par rapport aux années passées.⁶

7. Cette conclusion est plus que jamais d'actualité. 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 (GNR ou autre) en tant que source d'énergie, hors de son utilisation dans le cadre de certains procédés industriels pour lesquels il est indispensable. Déjà, au Québec, les villes de Prévost⁷ et de Mont-Saint-Hilaire⁸ ont banni ou sévèrement encadré l'usage du Gaz naturel sur leur territoire. Il est probable que l'Assemblée nationale confirmera la validité de ces règlements adoptant le Projet de loi 41⁹.
8. En ce qui concerne plus particulièrement le cas de WM, les quantités de GSR produites au site d'enfouissement de Sainte-Sophie pourraient être négativement affectée par la diminution de la quantité de déchets organiques enfouie dans ce LET au cours des prochaines années,¹⁰ ce qui affecterait à la baisse la consommation de gaz naturel acheté de WM à Énergir.
9. Bref, « [dans] ce contexte, il est de la responsabilité de la Régie, en vertu notamment de l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la Loi), de faire preuve de pondération et de prudence lorsqu'elle détermine les paramètres de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau d'Énergir. »¹¹
10. En ce qui concerne plus particulièrement la période d'amortissement, cette période, habituellement de 40 ans, doit être raccourcie dans certaines circonstances :

Cependant, la Régie précise que ce dernier point de décision 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.¹²

Par contre, si certains projets peuvent présenter des caractéristiques qui justifient de déroger à la satisfaction du seuil minimal de rentabilité, d'autres

⁶ [D-2018-080 \(Onglet 20\)](#), par. 69.

⁷ [Règlement sur la décarbonation des bâtiments et autres mesures de réduction de gaz à effet de serre](#), Ville de Prévost, règlement 831.

⁸ [Règlement visant à interdire les appareils fonctionnant avec un combustible gazeux](#), Ville de Mont-Saint-Hilaire règlement no 1346.

⁹ Projet de loi 41, [Loi édictant la loi sur la performance environnementale des bâtiments](#), 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.

¹⁰ [A-0026](#), p. 33 et 34.

¹¹ [D-2018-080 \(Onglet 20\)](#), par. 48. Voir aussi par. 74.

¹² [D-2018-080 \(Onglet 20\)](#), par. 96. [Nous soulignons]

projets présentent un tel niveau de risque qu'il justifie de hausser les critères de rentabilité à satisfaire.¹³

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 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 actifs.¹⁴

11. Les horizons de matérialisation des risques et des revenus, ainsi que le niveau de risque propre à un projet, sont les critères sur lesquels la Régie doit se fonder pour déterminer la période sur laquelle un projet doit être amorti. Notamment, la Régie considère l'application de ces critères dans le cas d'un hypothétique projet :
- 1) Visant à alimenter un client unique
 - 2) Ayant une perspective de revenu n'excédant pas 15 ou 25 ans
 - 3) Ne présentant aucune perspective de densification ou de réutilisation des actifs à d'autres fins.

12. Elle écrit :

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

13. 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 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 accéléré.
14. Bref, la prudence est une des principales considérations derrière la décision D-2018-080. Avec égard, cette considération devrait également informer la décision que la Régie sera appelée à rendre dans le présent dossier.

¹³ [D-2018-080 \(Onglet 20\)](#), par. 258. [Nous soulignons]

¹⁴ [D-2018-080 \(Onglet 20\)](#), par. 359. [Nous soulignons]

¹⁵ [D-2018-080 \(Onglet 20\)](#), par. 97 et 360

1.2. La proposition d'Énergir d'amortir le projet de raccordement de WM sur 40 ans ne respecte pas les principes mis de l'avant par la Régie.

15. La proposition d'Énergir d'amortir sur 40 ans les coûts du projet de connexion 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,¹⁶ 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

17. Cet argument ne saurait être retenu.

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 critères.

19. De plus, depuis 2015 et l'adoption de la méthode SMA, les revenus des clients potentiels ne sont plus pris en compte dans le calcul de rentabilité¹⁸. Le fait de réintroduire cette variable dans le cas du projet WM constituerait donc un retour en arrière par rapport à l'approche adoptée dans la décision 2018-080.

20. Enfin, la preuve soumise par Énergir pour démontrer une future densification est nettement insuffisante. La Régie écrit :

Dans la mesure où la Régie retient une période de 40 ans pour évaluer la rentabilité des projets d'extension de réseau, qui constitue une période de long terme, la prévision des volumes de ventes comporte nécessairement une marge d'incertitude plus grande et contient un potentiel d'imprécision plus important. Une attention particulière doit donc être portée à cet intrant de la méthodologie.¹⁹

¹⁶ [B-0014](#), p.4-13.

¹⁷ [B-0022](#), p. 12.

¹⁸ [D-2018-080 \(Onglet 20\)](#), p. 28, tableau 1.

¹⁹ [D-2018-080 \(Onglet 20\)](#), par 245.

21. La preuve présentée par Énergir à l'égard de ces clients potentiels et des futurs besoins de WM est presque inexistante. Le potentiel de vente n'est aucunement quantifié. Notamment, bien que les volumes de ventes associés à un projet se manifestent généralement au cours des trois premières années suivant la réalisation de l'extension de réseau,²⁰ Énergir ne fournit aucune prévision concernant des volumes additionnels de vente durant cette période.
22. Les affirmations non corroborées d'Énergir concernant une potentielle densification ne permettent certainement pas à la Régie de porter « une attention particulière » à cette question. En outre, la règle de l'amortissement accéléré développée par la Régie ne remplirait pas sa fonction de protéger la clientèle d'Énergir s'il suffisait pour la mettre de côté d'alléguer l'existence de clients potentiels.
23. Énergir cite au soutien de sa position le dossier R-4087-2019 où le raccordement de l'usine Kruger à Sherbrooke a été amorti sur une période de 40 ans²¹. Il existe cependant de grandes différences entre le projet Kruger et le projet WM. D'une part, Kruger a investi 575 millions de dollars pour implanter son usine.²² Un tel investissement suggère que le client demeurera actif à long terme. D'autre part, l'usine de Kruger est dédiée à la fabrication de papier.²³ Il n'existe donc aucune possibilité raisonnable que cette usine puisse un jour atteindre l'autarcie énergétique. Le Lieu d'enfouissement technique de Sainte-Sophie, en contraste, produira entre 56.1 Mm³ et 61.7 Mm³ de GNR par année²⁴, soit une quantité de gaz naturel amplement suffisante pour subvenir à ses besoins de 8,1 Mm³ par année.²⁵ Ainsi, il est parfaitement concevable que WM opte, à l'expiration des contrats de distribution de 20 ans qui la lie présentement à Énergir²⁶, pour consommer son propre GNR et verdir ainsi son image.
24. Finalement, le ROÉÉ se questionne sur la rigueur méthodologique des analyses financières d'Énergir. Il y a une certaine incohérence dans le fait de 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. Similairement, 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 troublante²⁷. Le ROÉÉ est conscient que le choix des paramètres d'une analyse financière relève dans une certaine mesure de décisions subjectives. Cependant, ces décisions devraient refléter une appréciation de la situation qui prévaut ou qui est anticipée. Le fait d'ajuster certains paramètres en fonction du

²⁰ [D-2018-080 \(Onglet 20\)](#), par. 246.

²¹ [B-0022](#), p. 12.

²² [D-2019-080 \(Onglet 21\)](#), par. 10.

²³ *Ibid.*

²⁴ [B-0030](#), p. 3.

²⁵ [B-0005](#), p. 30.

²⁶ [B-0008](#)

²⁷ [B-0022](#), p. 12. [Nous soulignons]

résultat recherché, comme prétend le faire Énergir, constitue un manquement méthodologique.

25. Notamment, la façon de faire d'Énergir rompt le lien entre « 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 », auquel tenait tant Énergir dans le dossier R-3867-2013, phase 3 :

Le Distributeur mentionne que si la Régie juge que les mesures de mitigation ne sont pas suffisantes, il préfère plutôt la voir modifier la cible d'IP du portefeuille afin de ne pas briser 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.²⁸

2. Les coûts de nettoyage de la conduite Rolland devraient être pris en compte dans l'analyse financière relative au raccordement de MW

26. Énergir affirme que c'est la décision de WM de valoriser la totalité du biogaz produit par le LET de Sainte-Sophie qui occasionne l'abandon des actifs lié au biogaz et les coûts qui en découle. Ainsi, Énergir soutient qu'elle aurait été dans l'obligation de nettoyer cette conduite même s'il n'avait pas été nécessaire de raccorder WM au réseau de distribution.²⁹ En d'autres mots, la position d'Énergir est que le nettoyage de la conduite servant présentement à desservir Rolland est tout à fait indépendant du raccordement de WM, et donc que les coûts découlant de cette opération ne devraient pas être pris en compte.
27. Cet argument ne saurait être retenu.
28. D'abord, il est permis de douter que la décision de WM de cesser de livrer du biogaz aux Entreprises Rolland inc. soit indépendante de son raccordement à Énergir. La chronologie du dossier apparaissant dans la preuve du ROÉÉ indique certainement le contraire :

Janvier 2020 : WM en discussion avec Énergir pour l'achat de 100% du GSR du LET de Sainte-Sophie³⁰

Février 2022 : Début de l'activité « ingénierie et devis détaillés des travaux » en lien avec l'injection du GSR par WM dans le réseau d'Énergir.³¹

²⁸ [D-2018-080 \(Onglet 20\)](#), par. 88.

²⁹ [B-0040](#), p.19

³⁰ Direction générale de l'évaluation environnementale et stratégique, *Rapport d'analyse environnementale pour le projet d'agrandissement du lieu d'enfouissement technique de Sainte-Sophie (zone 6) sur le territoire de la municipalité de Sainte-Sophie par WM Québec inc.*, dossier 3211-23-088, 2020, p. 39; Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, *Enquête et audience publique sur le projet d'agrandissement du lieu d'enfouissement technique de Sainte-Sophie*, Vol.3, 1^{ère} partie (Notes sténographiques de la séance du 15 janvier 2020).

³¹ [B-0005](#), p. 29.

29 mars 2022 : MW informe Sustana/Rolland de son intention de ne pas renouveler le contrat d'approvisionnement en biogaz.³²

20 et 21 avril 2023 : Signature du contrat de tarif DR entre Énergir et WM³³

10 novembre 2023 : Signature des contrats de distribution entre Énergir et WM³⁴

29. Ainsi, la décision de WM de cesser de faire affaire avec Rolland est survenue dans un contexte où une entente avec Énergir devait être en cours de finalisation. En fait, à cette date, Énergir avait déjà entamé la première « activité » en lien avec l'injection de GSR par WM.
30. De plus, il ressort de la preuve d'Énergir que la réaffectation de la conduite dédiée Sainte-Sophie/Saint-Jérôme constitue un élément essentiel du projet de raccordement de l'usine de WM. En effet, il en coûterait entre 10M\$ et 15M\$ pour raccorder WM sans utiliser cette conduite³⁵, contre un maximum de 6,9M\$ pour le scénario retenu par Énergir³⁶. Énergir soulève également la complexité d'un raccordement de WM sans utiliser la conduite Sainte-Sophie/Saint-Jérôme.
31. En réponse à une DDR de la Régie, Énergir indiquait que, si une contribution devait être exigée de WM sous le scénario de moins de 6,9 M\$, « de nouvelles discussions devront avoir lieu avec WM quant aux conditions du contrat afin de signer un nouveau contrat. »³⁷ À plus forte raison, des coûts s'élevant à entre 10 et 15 millions de dollars (et la contribution plus importante qui serait en conséquence imposée à WM) remettraient en question la conclusion de l'entente entre Énergir et WM et la réalisation du projet.
32. Le lien direct qui uni 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.
33. En effet, la Régie a depuis longtemps pour pratique d'inclure les coûts de démantèlement ou de remise en état de site associé à un actif remplacé dans l'analyse financière d'un nouvel actif.³⁸ Elle procède ainsi, notamment, parce que :

[...] les coûts que le Transporteur encourt pour décontaminer et remettre en état les terrains sont directement reliés au fait qu'il doit y construire des immeubles et y

³² B-0026, par 24.

³³ B-0032, p. 5

³⁴ B-0008.

³⁵ B-0005, p.33.

³⁶ B-0005, p. 33 et 38.

³⁷ B-0040, p. 24.

³⁸ D-2011-039, par. 118 (Onglet 22)

installer des équipements pour desservir ses clients pour de nombreuses années à venir.³⁹

34. Un raisonnement similaire s'applique au segment de conduite qui servira à raccorder WM au réseau de distribution d'Énergir.
35. Ainsi, la Régie a déjà décidé que les coûts liés au démantèlement d'installation devaient être incluses dans l'analyse financière d'un projet de raccordement lorsque ce démantèlement fait partie intégrante du projet en question. Les frais de démantèlement peuvent alors mener à une contribution de la part du client :

À la lumière des informations fournies par le Transporteur, la Régie considère le démantèlement des 15 km de la ligne à 44 kV comme faisant partie intégrante du Projet.

La Régie reconnaît que les coûts associés au démantèlement des 14 km résiduels du démantèlement de la ligne sont non-matériels. En outre, elle note que l'impact de l'inclusion de ces coûts à la Croissance n'est pas significatif, dans la mesure où cette inclusion n'a aucun impact sur la contribution estimée du client, qui demeure nulle. En effet, le coût en Croissance est inférieur au montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur en lien avec le Projet. Dans ce contexte, la Régie accepte l'inclusion de ces coûts à cette catégorie d'investissement.⁴⁰

Le tout respectueusement soumis,

Montréal, le 14 mars 2024.

Franklin Gertler étude légale

FRANKLIN GERTLER ÉTUDE LÉGALE
par : Me Hadrien Burlone

³⁹ [D-2011-039](#), par. 117 (Onglet 22)

⁴⁰ [D-2016-093R](#), par. 40-41 (Onglet 23).

Aldred Building
507 Place d'Armes, bur. 1701
Montréal, Québec H2Y 2W8
t : 514-798-1988
f : 514-798-1986
m : 514-713-2509
hburlone@gertlerlex.ca