

**REFONTE
DU TARIF DE RÉCEPTION**

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	3
1 MODÈLE STANDARD DE RACCORDEMENT AUX FINS D'INJECTION	4
2 TRAITEMENT DES ACTIFS D'ADAPTATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION	7
2.1 Responsabilité des coûts d'adaptation du réseau	8
3 MODIFICATIONS PROPOSÉES AU TARIF DE RÉCEPTION	11
3.1 Méthode d'établissement des taux – volet Investissement.....	11
3.1.1 Balisage	11
3.1.2 Modification proposée.....	14
3.2 Méthode d'établissement des taux – volet Distribution.....	18
3.2.1 Modification proposée.....	20
3.2.2 Analyse des projets connus et projets potentiels et impact sur les tarifs	24
4 APPROBATION DES TAUX DU TARIF DE RÉCEPTION	27
CONCLUSION	29

INTRODUCTION

1 En 2010, Énergir, s.e.c. (Énergir) déposait à la Régie de l'énergie (Régie) une demande visant la
2 création d'un tarif de réception de gaz naturel produit sur son territoire¹. Énergir souhaitait se
3 préparer à la possible arrivée de production de gaz de schiste sur le sol québécois, avec
4 potentiellement des volumes de production conséquents, et qui pouvaient être destinés à
5 l'exportation.

6 Le tarif de réception a ainsi été développé dans l'optique de tarifer les producteurs potentiels de
7 gaz de schiste et visait à s'assurer « *de récupérer les coûts des nouveaux investissements requis*
8 *pour étendre le réseau gazier [d'Énergir] et de partager certains coûts actuels de distribution* »².
9 Il était également prévu que les investissements requis sur le réseau de distribution pour les
10 besoins des producteurs seraient à leur charge.

11 Le contexte de production de gaz naturel au Québec a énormément changé depuis 2010. D'une
12 part, le développement de la production de gaz de schiste au Québec ne s'est pas concrétisé.
13 D'autre part, le développement de la production de GSR connaît un élan ces dernières années.
14 En effet, dans le cadre de sa politique énergétique, le gouvernement du Québec s'est donné
15 comme objectif d'encourager la production et la consommation d'énergie renouvelable dans la
16 province³, dont la production de GSR. De plus, en 2019 est entré en vigueur le *Règlement sur la*
17 *quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur* (Règlement)⁴,
18 spécifiant les cibles de GSR à être livrées. En mars 2023, le Règlement a été mis à jour afin d'y
19 ajouter les cibles de 7 % à compter de l'année tarifaire débutant en 2028 et de 10 % pour l'année
20 tarifaire débutant en 2030. En parallèle, les évolutions dans le cadre du dossier R-4008-2017 ont
21 également permis d'avoir un impact positif sur le développement de la production de GSR au
22 Québec.

¹ R-3732-2010.

² R-3732-2010, pièce B-0006, Gaz Métro-1, Document 1, p. 7, l. 22 à 24.

³ [Politique énergétique 2030 \(gouv.qc.ca\)](https://www.gouv.qc.ca/politique-energetique-2030).

⁴ [R-6.01, r. 4.3 - Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur \(gouv.qc.ca\)](https://www.gouv.qc.ca/reglement-quantite-gaz-naturel-renouvelable).

1 Comme mentionné dans la pièce Énergir-H, Document 7, Énergir accompagne les producteurs
2 en franchise sur l'ensemble de leur projet. À travers ces discussions, Énergir constate que les
3 caractéristiques des projets de production de GSR sont très différentes des projets de production
4 de gaz de schiste qu'Énergir avait à l'esprit lors du développement du tarif de réception. En effet,
5 la production de GSR se matérialise généralement à travers des usines qui sont décentralisées
6 et réparties sur l'ensemble du territoire, et ayant une capacité de production très inférieure au
7 modèle imaginé lors de l'établissement du tarif de réception. Énergir constate également que les
8 investissements nécessaires pour raccorder les sites de production de GSR au réseau gazier et
9 la façon dont le tarif de réception est conçu peuvent représenter des freins au développement de
10 la filière, et complexifier l'accès au réseau d'Énergir afin de pouvoir y injecter leur production.

11 De plus, Énergir est d'avis que la production de GSR au Québec bénéficie à l'ensemble de sa
12 clientèle via un approvisionnement décarboné, permettant de contribuer à la sécurité
13 d'approvisionnement et de diminuer la dépendance à des sources externes.

14 Ainsi, afin de minimiser les freins au développement de la production de GSR au Québec et
15 soutenir l'essor de cette filière, Énergir propose des modifications au tarif de réception. Plus
16 particulièrement, Énergir propose de revoir la méthode d'établissement des taux – volet
17 Investissement et volet Distribution, ainsi que le traitement des investissements de renforcement
18 et d'adaptation du réseau permettant de maximiser l'injection de GSR. Énergir propose
19 également de revoir le traitement réglementaire entourant l'approbation des taux du tarif de
20 réception.

1 MODÈLE STANDARD DE RACCORDEMENT AUX FINS D'INJECTION

21 Le tarif de réception approuvé par la Régie dans sa décision D-2011-108 permet de récupérer,
22 au cours d'une période donnée, l'ensemble des coûts occasionnés par de nouveaux
23 investissements liés à l'arrivée de producteurs de gaz naturel. La tarification spécifique par point
24 d'injection permet une allocation directe des coûts reliés à l'injection aux clients producteurs.

1 Au moment de la création de ce tarif, Énergir a défini quatre grandes catégories de coûts, soit :

- 2 1. Les coûts reliés aux investissements en capital du poste d'injection et des conduites de
3 raccordement (coûts de catégorie A);
- 4 2. Les coûts du réseau de distribution existant (coûts de catégorie B);
- 5 3. Les coûts de distribution non liés au réseau gazier (coûts de catégorie C);
- 6 4. Les coûts additionnels d'utilisation du réseau de transport TCPL/TQM (coûts de
7 catégorie D).

8 Comme prévu au moment de la création du tarif de réception, le taux – volet Investissements est
9 établi à partir des investissements en capital du poste d'injection et des conduites de
10 raccordement (coût de catégorie A⁵) à chaque point de réception. La proposition originale
11 d'Énergir dans le dossier R-3732-2010 visait à ce que le taux – volet Investissements soit conçu
12 de façon à récupérer un montant annuel constant qui correspondait au coût annuel moyen lié aux
13 investissements. Dans sa décision D-2011-108, la Régie demandait plutôt à Énergir de fixer les
14 taux applicables à ce tarif de façon à récupérer le coût de service intégré au revenu requis chaque
15 année⁶.

16 Quant au taux – volet Distribution, il vise à récupérer les coûts d'opération et d'entretien (coûts
17 de catégorie C). La proposition originale d'Énergir dans le dossier R-3732-2010 était de calculer
18 le taux sur la base d'un pourcentage de 4 % de l'investissement initial. Énergir a fait évoluer ce
19 taux par la suite (tableau 5) mais il reste toujours basé sur un pourcentage de l'investissement
20 initial. Dans sa décision D-2011-208, la Régie demandait à Énergir de présenter, dans un
21 prochain dossier tarifaire, lorsqu'elle disposera de suffisamment de données, un suivi de la
22 justesse du taux de 4 % et une analyse de l'opportunité de passer à un tarif timbre-poste basé
23 sur les coûts moyens.

24 Actuellement, dans le cas d'un raccordement standard d'un projet de GSR, l'ensemble des coûts
25 associés à un projet d'injection est à la charge du producteur. C'est également le cas pour les
26 investissements qui seraient requis sur le réseau gazier afin d'augmenter la capacité d'injection
27 de GSR. Cependant, comme énoncé en introduction, Énergir voudrait supporter le

⁵ R-3732-2010, pièce B-0006, Gaz Métro-1, Document 1, section 2.2.1, pp. 14 et 15.

⁶ R-3732-2010, décision D-2011-108, p. 17, paragr. 53.

1 développement de la filière GSR au Québec et réduire un des freins au développement des
2 projets sur lequel Énergir a le contrôle.

3 Afin de soutenir les projets québécois et leur contribution à l'atteinte des objectifs de
4 décarbonation fixés par le gouvernement, Énergir propose dans ce document des modifications
5 dans la prise en charge des coûts de raccordements et des actifs de renforcement, c'est-à-dire
6 les investissements requis pour augmenter la capacité et la flexibilité du réseau gazier pour
7 maximiser l'injection de GSR.

2 TRAITEMENT DES ACTIFS D'ADAPTATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

1 En raison des objectifs de livraison fixés par le Règlement, de la vigueur de la filière de production
2 de GSR en émergence au Québec et des objectifs de décarbonation figurant notamment dans la
3 politique énergétique du Québec, il est à prévoir que les activités d'injection de GSR
4 augmenteront de manière significative dans les prochaines années.

5 Comme il a été mentionné en introduction, la réalité et la répartition géographique des
6 producteurs de GSR sur le territoire québécois sont très différentes de ce qui avait été initialement
7 prévu pour les activités extractives de gaz naturel. Les producteurs déterminent principalement
8 l'emplacement des usines de biométhanisation en fonction des intrants disponibles, qu'il s'agisse
9 de lieux d'enfouissements, de résidus agricoles ou autres, en plus de devoir prendre certains
10 paramètres en compte, notamment en termes d'autorisation requise et d'accès au réseau
11 d'Énergir. Les volumes de gaz produits à chaque site sont aussi significativement inférieurs au
12 modèle imaginé au moment de la conception du tarif D_R.

13 Énergir suit de près le développement de la filière et accompagne les producteurs dans
14 l'élaboration de leurs projets de production de GSR. Dans les prochaines années, ceux-ci seront
15 appelés à se multiplier à travers la franchise, le plus près possible de la source de leurs intrants,
16 et les réseaux à proximité ne seront pas tous en mesure d'accepter ces nouveaux volumes
17 injectés sans ajustements hydrauliques.

18 En parallèle, la consommation de gaz naturel est appelée à graduellement diminuer dans le
19 contexte de transition énergétique en raison, notamment, d'encouragement à l'efficacité
20 énergétique et de la biénergie. Ceci aura pour effet de rendre l'injection de GSR limitée, voire
21 impossible certaines périodes de l'année, dans des segments où la consommation locale sera
22 devenue insuffisante. Ces contraintes limitant la quantité de GSR pouvant être injectée limiteront
23 la rentabilité ou même la viabilité de projets de production de GSR au Québec.

24 Tel qu'il est possible de le constater à la section 4.1.4 de la pièce Énergir-H, Document 7, les
25 promoteurs de projets de GSR québécois optent généralement pour des ententes contractuelles
26 de 20 ans, permettant ainsi d'assurer la viabilité et la compétitivité de leur offre en sécurisant la
27 vente de leur production à Énergir. Or, tel qu'il a été illustré dans le « Rapport sur la résilience

1 climatique 2023 », Énergir s'attend à des réductions significatives des volumes distribués sur la
2 même période⁷. Le réseau devra donc évoluer et se montrer plus flexible afin de réconcilier ces
3 deux réalités.

4 En fonction des paramètres et de la localisation des projets proposés, des analyses hydrauliques
5 seront effectuées afin de déterminer si des travaux de renforcement de réseau seront requis pour
6 augmenter la capacité d'injection de GSR.

7 Selon les circonstances, la nature de ces travaux de renforcement pourrait consister en la
8 réalisation de bouclages de réseaux, comme il a été nécessaire de le faire dans la région de
9 Saint-Pie⁸. Dans d'autres cas, il pourrait être requis de construire un poste de rebours permettant
10 d'inverser le flux du gaz, et de le comprimer afin de l'acheminer vers des segments à plus haute
11 pression en amont. Le poste de rebours comprend un compresseur qui se met en marche lorsque
12 la pression du réseau de distribution local de gaz atteint un seuil supérieur à la consommation
13 estimée de la zone alimentée par les producteurs de GSR. En fonction des besoins locaux et des
14 développements technologiques, d'autres types d'actifs pourraient être développés afin de
15 maximiser l'intégration du GSR dans le réseau et ainsi offrir un exutoire supplémentaire à la
16 production locale lorsque l'injection est impossible sans ajustement. Ces projets seront réalisés
17 afin d'augmenter la capacité d'injection dans des zones ayant un bon potentiel de production de
18 GSR sans nécessairement être associés à un projet en particulier.

2.1 RESPONSABILITÉ DES COÛTS D'ADAPTATION DU RÉSEAU

19 La décision sur le tarif de réception mentionne ce qui suit : « *Dans l'éventualité où des*
20 *investissements dans le réseau de distribution existant étaient requis, pour les seuls besoins des*
21 *producteurs, ceux-ci seraient aussi à la charge des producteurs* »⁹. Selon la définition actuelle,
22 ces investissements de renforcement requis pour acheminer le GSR sont comptabilisés dans les
23 coûts de catégorie A du tarif D_R couvrant les investissements relatifs aux conduites de
24 raccordement aux fins de réception. Ce type de coût est à la seule charge du producteur et est

⁷ Rapport sur la résilience climatique 2023, https://cdn.metro.net/clients/energir/Rapport%20climat%202023_v7.pdf, p. 33.

⁸ Voir dossier R-4236-2023.

⁹ Décision D-2011-108, paragr. 41.

1 récupéré à travers le tarif D_R. Le tarif du CTBM a d'ailleurs été révisé afin d'inclure ces nouveaux
2 investissements¹⁰.

3 À l'origine de l'établissement du tarif D_R, lorsqu'il était fait mention d'actifs de renforcement, il était
4 envisagé de devoir construire des infrastructures visant à permettre l'injection de volumes
5 importants de gaz de schiste, notamment dans les conduites de transmission en vue de leur
6 possible exportation par les producteurs. Dans ce contexte, il était important de garder l'ensemble
7 de la clientèle indemne et d'inclure ces coûts au tarif de réception des producteurs. Énergir
8 soumet toutefois que la réalité des enjeux hydrauliques posés par la production décentralisée du
9 GSR est toute autre que celle initialement envisagée lors de la création du tarif D_R.

10 Le coût du tarif D_R peut représenter aujourd'hui une portion non négligeable des coûts de projet
11 de production de GSR. L'ajout de coûts de renforcement aux coûts de catégorie A met donc une
12 pression supplémentaire sur les projets en émergence.

13 Les renforcements qui, après analyse, auront été considérés comme étant requis pour favoriser
14 efficacement l'injection de GSR – comme les bouclages et postes de rebours identifiés plus
15 haut – contribueront non seulement à la décarbonation par l'approvisionnement en GSR
16 québécois, mais aussi à la résilience et la sécurité d'approvisionnement du réseau.

17 Énergir propose donc de modifier la définition des coûts d'actifs devant être à la charge seule des
18 producteurs en les distinguant des coûts de renforcement de réseau visant à augmenter la
19 capacité d'injection de GSR, afin que ces derniers soient socialisés à l'ensemble de la clientèle
20 d'Énergir. Pour ce faire, Énergir s'appuie sur le même argumentaire que celui qui avait été
21 présenté par l'expert NERA dans le dossier R-3919-2015 portant sur l'inclusion à la base de
22 tarification de l'ensemble de la clientèle des projets de renforcement du Saguenay et de l'Estrie :

23 *“Yes. Improvements projects benefit all customers since their sole purpose is to improve system*
24 *integrity and reliability. As they benefit all customers, it is also appropriate that all customers should*
25 *share in the costs. Reinforcement costs should be shared among all customers for the simple*
26 *reason that they also benefit all customers. Reinforcements benefit the whole system by increasing*
27 *capacity. We have to remember what is at stake with such a recommendation: to adequately serve*

¹⁰ R-4213-2022, phase 2, décision D-2024-026.

1 *all who can reasonably claim access to a benefit fuel in the province while at the same time*
2 *supporting a tariff regime that is tractable, reasonably efficient, and fair to all consumers.¹¹*

3 Tous les clients d'Énergir profitent de la construction d'actifs de renforcement pour augmenter la
4 capacité d'injection de GSR. Ceux-ci favorisent l'atteinte des seuils réglementaires, réduisent les
5 besoins d'importation de gaz fossile hors territoire et les besoins de transport, contribuent à la
6 sécurité d'approvisionnement notamment en cas de bris de conduites, diminuent les émissions
7 de gaz à effet de serre tout en offrant un potentiel de développement économique pour les régions
8 du Québec. L'évolution graduelle des approvisionnements gaziers vers un modèle décarboné,
9 mais aussi de plus en plus décentralisé, nécessite aussi des transformations aux actifs requis
10 pour l'alimenter.

11 Énergir propose donc d'ajouter une nouvelle sous-catégorie aux projets d'amélioration du réseau
12 à la planification pluriannuelle des investissements¹² afin d'y inclure les projets d'adaptation du
13 réseau de distribution qui permettront d'augmenter la capacité du réseau à recevoir des volumes
14 supplémentaires de GSR. Cette catégorie, nommée « Adaptation du réseau GSR », représente
15 les prévisions de coûts pour des projets à venir visant à maximiser l'injection de GSR sur des
16 réseaux à plus faible consommation et/ou pression. Ceux-ci feront dorénavant partie des projets
17 présentés annuellement à la cause tarifaire. Dans l'éventualité où un projet de type « Adaptation
18 du réseau GSR » était évalué à plus de 4 M\$, celui-ci ferait l'objet d'une demande
19 d'investissement distincte.

20 Cette modification à la définition des actifs devant être considérés aux coûts de catégorie A du
21 tarif D_R reflète donc la nouvelle réalité d'un approvisionnement local décentralisé et permettra de
22 faciliter l'émergence de projets de GSR en franchise.

¹¹ Dossier R-3919-2015, pièce B-0016, GM-01, Document 9, page 37.

¹² Voir pièce Énergir-L, Document 3, section 2.3 « Amélioration du réseau ».

3 MODIFICATIONS PROPOSÉES AU TARIF DE RÉCEPTION

1 Dans le présent document, Énergir propose de modifier la méthode d'établissement des taux -
2 volet Investissement et volet Distribution. Les propositions présentées ne touchent que les
3 producteurs de GSR, tant actuels que ceux à venir.

3.1 MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TAUX – VOLET INVESTISSEMENT

4 Le volet Investissement vise à récupérer les coûts de catégorie A, soit :

- 5 • les coûts d'investissement et d'installation de conduites de raccordement; et
- 6 • les coûts d'acquisition de terrains, de servitudes, de matériaux divers, des postes de
7 mesurage et de régulation, de la compression aux points d'interconnexion, des
8 installations connexes comme la vanne de contrôle de débit, du système d'odorisation
9 ainsi que du chromatographe et des analyseurs, pour le suivi de la qualité du gaz naturel,
10 incluant le bâtiment où se trouvent ces équipements.

11 Ces coûts incluent les dépenses d'amortissement, les frais de financement des investissements,
12 le rendement, les impôts, les redevances et les taxes.

13 Dans la liste de coûts de catégorie A, certains investissements peuvent être utilisés uniquement
14 par les producteurs, alors que d'autres peuvent servir tant pour la consommation que pour
15 l'injection du gaz naturel. Les conduites de raccordement peuvent servir aux deux catégories de
16 clients (consommateurs et producteurs). Toutes les autres composantes de la catégorie A, qui
17 sont majoritairement en lien avec les postes d'injection, ne sont utilisées que par des producteurs
18 pour l'injection de GSR.

19 Énergir propose de revoir le traitement des coûts d'investissements réalisés pour le raccordement
20 d'un producteur de GSR et la méthode d'établissement des taux – volet Investissement.

3.1.1 Balisage

21 Énergir a mandaté la firme externe Artelys afin d'évaluer les bonnes pratiques en lien avec
22 la tarification des actifs d'injection aux producteurs de GSR. Le tableau suivant présente
23 une synthèse des mécanismes en place dans diverses juridictions.

**Tableau 1
Sommaire du balisage**

JURIDICTIONS ÉTUDIÉES					
	France	Californie	Italie	Minnesota	Allemagne
État de la filière GSR	<ul style="list-style-type: none"> - mature - 667 sites raccordés - 1 230 Mm³/an - capacité moyenne : 1,8 Mm³/an 	<ul style="list-style-type: none"> - en développement - 33 sites raccordés - 154 Mm³/an - capacité moyenne : 5 Mm³/an 	<ul style="list-style-type: none"> - en développement - 32 sites raccordés - 225 Mm³/an - capacité moyenne : 7 Mm³/an 	<ul style="list-style-type: none"> - peu développée - 1 site raccordé - 22 Mm³/an - capacité moyenne : 22 Mm³/an 	<ul style="list-style-type: none"> - mature - 252 sites raccordés - 1 330 Mm³/an - capacité moyenne : 5 Mm³/an
Croissance de la filière GSR	x3 entre 2020 et 2023	x2 entre 2020 et 2023	x1,5 entre 2020 et 2023	-	+10 sites en 2 ans
Mécanisme de soutien à la filière GSR	<ul style="list-style-type: none"> - tarifs de rachat - soutien à l'investissement - quotas et certificats 	<ul style="list-style-type: none"> - soutien à l'investissement - accès au marché des crédits carbone 	<ul style="list-style-type: none"> - tarifs de rachat - soutien à l'investissement (subvention de l'État 40 %) - quotas et certificats 	<ul style="list-style-type: none"> - incitatifs fiscaux 	<ul style="list-style-type: none"> - soutien à l'investissement - certificats
Prise en charge du raccordement par les distributeurs CAPEX	<p><u>Conduite</u> :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 40 % producteur - 60 % distributeur (max. 880 k\$CAD) - socialisé entre tous les usagers du réseau <p><u>Poste d'injection</u> :</p> <p>100 % producteur</p>	<ul style="list-style-type: none"> - 50 % producteur - 50 % distributeur (max. 4 M\$CAD pour poste d'injection et conduite) - socialisé entre tous les consommateurs de gaz - limite à 109 M\$CAD (enveloppe 2015-2025) 	-	<ul style="list-style-type: none"> - 100 % producteur 	<ul style="list-style-type: none"> - 25 % producteur - 75 % distributeur (si longueur de raccordement < 1 km : contribution plafonnée à 370 k\$CAD; si longueur de raccordement > 10 km, coûts supplémentaires portés à 100 % par le producteur) - socialisé entre tous les consommateurs de gaz - poste d'injection : inclus - pas de limite au programme

JURIDICTIONS ÉTUDIÉES					
	France	Californie	Italie	Minnesota	Allemagne
Prise en charge des renforcements par les distributeurs CAPEX	<ul style="list-style-type: none"> - 100 % distributeur - socialisé entre tous les usagers du réseau - plan de renforcement soumis à une condition d'efficacité technico-économique 	<ul style="list-style-type: none"> - 50 % producteur - 50 % distributeur - socialisé entre tous les consommateurs de gaz - limite à 109 M\$CAD (2015-2025) 	<ul style="list-style-type: none"> - 100 % distributeur - socialisé entre tous les usagers du réseau 	<ul style="list-style-type: none"> - 100 % producteur 	<ul style="list-style-type: none"> - 25 % producteur - 75 % distributeur - socialisé entre tous les consommateurs de gaz - pas de limite au programme
OPEX et coûts d'injection	<ul style="list-style-type: none"> - 100% producteur (poste d'injection) - contribution des producteurs pour la partie réseau (variable selon renforcement) 	<ul style="list-style-type: none"> - 100 % producteur 	<ul style="list-style-type: none"> - 100 % distributeur - socialisé entre tous les usagers du réseau - Sardaigne : coût d'injection avec part fixe pendant 3 ans 	<ul style="list-style-type: none"> - 100 % producteur 	<ul style="list-style-type: none"> - 100 % distributeur - socialisé entre tous les consommateurs de gaz

1 Dans son analyse, Artelys fait le constat que pour les juridictions étudiées, l'existence de
2 mécanismes de soutien au raccordement des producteurs au travers d'une prise en
3 charge des coûts par les distributeurs (socialisé par la suite) est un facteur permettant de
4 soutenir le développement de la filière GSR.

5 Dans la synthèse du balisage présentée au tableau 1, Énergir note l'existence de balises
6 pour encadrer la prise en charge des actifs CAPEX. En effet, pour les actifs de
7 raccordement, trois juridictions (France, Californie et Allemagne) sur cinq ont un
8 mécanisme de partage des coûts entre le distributeur et le producteur. En ce qui concerne
9 les actifs de renforcement, ce balisage fait état de mécanismes de prise en charge ou de
10 partage avec le distributeur.

11 L'expert fait également les recommandations suivantes :

- 12 • La mise en place d'un dispositif de prise en charge et socialisation partielle des
13 coûts de raccordement des producteurs pourrait permettre à Énergir de soutenir
14 efficacement le développement de la filière GSR au Québec;
- 15 • La mise en place d'un dispositif de socialisation de ces coûts pourrait permettre à
16 Énergir d'alléger la charge des raccordements et renforcements en redistribuant
17 cette charge sur un large spectre d'acteurs. Cette pratique semble être largement
18 acceptée au sein des juridictions étudiées.

3.1.2 Modification proposée

19 À la lumière du balisage et du contexte de développement de la filière de GSR au Québec,
20 Énergir propose de revoir les actifs intégrés dans le volet - Investissement du tarif de
21 réception, et ce, uniquement pour les producteurs de GSR.

22 Énergir s'est notamment inspirée des constats de la firme Artelys et des analyses des
23 projets en opération.

24 La proposition s'inscrit également dans la volonté d'Énergir d'apporter un soutien aux
25 projets québécois et de contribuer à la décarbonation du réseau. Ces projets d'injections
26 de GSR bénéficient à l'ensemble de la clientèle d'Énergir notamment en contribuant à la
27 décarbonation du réseau, supportant ainsi à sa pérennité. Or, un réseau gazier pérenne

1 est important dans l'écosystème énergétique québécois, notamment afin de répondre à
2 la demande en période de pointe de même que pour décarboner les usages plus difficiles
3 – voire impossible – à électrifier. Ces projets contribuent également à la sécurité
4 d'approvisionnement de la clientèle et à la réduction de notre dépendance à des sources
5 d'approvisionnement externes.

6 Parmi les actifs nécessaires au raccordement d'un producteur aux fins d'injection, seul le
7 poste d'injection peut servir exclusivement aux producteurs, contrairement aux conduites.
8 Énergir estime donc que le poste d'injection devrait, dans tous les cas, être à la charge
9 des producteurs. Quant aux coûts associés à la conduite, Énergir estime qu'une partie de
10 ceux-ci devraient être socialisés afin de limiter la portion à la charge des producteurs et
11 ainsi refléter le fait que les conduites peuvent servir également aux fins de distribution.

12 Énergir propose de limiter le montant socialisé à l'ensemble de sa clientèle à un maximum
13 de 1 M\$ par projet, par producteur. Les coûts supplémentaires seraient à la charge du
14 producteur, le cas échéant. Énergir juge nécessaire de limiter le niveau de socialisation
15 permis afin d'éviter la socialisation de raccordements trop coûteux pour la clientèle. Ce
16 maximum permet de tenir compte de cet aspect, tout en facilitant l'accès au réseau pour
17 les projets de GSR, notamment ceux ayant des capacités de production plus faibles.

18 D'après le balisage effectué (tableau 1), le partage des investissements pour les coûts de
19 raccordement entre le producteur et le distributeur est une pratique observée dans des
20 juridictions motrices dans le développement du GSR, et ce partage de coûts est
21 accompagné de certaines limites. On peut noter par exemple le cas de la France avec
22 une limite maximale de 880 k\$CAD, ou de la Californie avec une limite maximale de
23 4 M\$CAD.

24 La limite maximale de 1 M\$ a été établie afin de commencer par une approche prudente
25 permettant, d'un part, une socialisation raisonnable et, d'autre part, un meilleur accès au
26 réseau.

27 Sur la base du portefeuille d'une dizaine des projets parmi les plus avancés – en
28 construction, ayant confirmé leur subvention pour l'investissement ou sur le point de
29 recevoir cette confirmation – Énergir estime qu'environ 50 % des projets atteindraient ce
30 maximum de 1 M\$ de socialisation et l'autre portion serait en dessous (3 projets sur 6

1 parmi lesquels 3 sont en construction et 3 ont leur subvention confirmée). Le
2 positionnement de cette balise permet donc de garder un certain équilibre entre les projets
3 bénéficiant d'une socialisation complète et ceux ayant des coûts de conduite supérieurs
4 à 1 M\$.

5 Ainsi, le tarif applicable pour la récupération des coûts de catégorie A, c.-à-d. le volet –
6 Investissement, serait déterminé en considérant les coûts suivants (net de subvention
7 gouvernementale) :

- 8 • coûts associés au poste d'injection, assumés entièrement par le producteur;
- 9 • coûts associés à la conduite : assumés par la clientèle d'Énergir jusqu'à
10 concurrence de 1M\$; tous les coûts supérieurs à 1 M\$ seraient assumés par le
11 producteur.

12 Le tableau suivant présente trois exemples afin d'illustrer la méthodologie proposée pour
13 le taux – volet Investissement :

Tableau 2
Exemples de la méthodologie proposée

	Exemple A (M\$)	Exemple B (M\$)	Exemple C (M\$)
Investissement			
Coûts de construction du poste d'injection	2,50	3,00	2,50
Coûts de construction de la conduite et des autres installations	0,50	2,50	1,50
Investissement total	3,00	5,50	4,00
Subvention			
Montant subvention	0,00	0,00	2,00
Prorata sur portion poste d'injection	0,00	0,00	1,25
Prorata sur portion conduite	0,00	0,00	0,75
Investissement net de subvention			
Coûts poste d'injection net de subvention	2,50	3,00	1,25
Coûts de la conduite net de subvention	0,50	2,50	0,75
Investissement total net de subvention	3,00	5,50	2,00
Coûts intégrés dans le taux – volet investissement			
Poste d'injection	2,50	3,00	1,25
Conduite	0,00	1,50	0,00
Sous-total	2,50	4,50	1,25
Coûts socialisés			
Conduite	0,50	1,00	0,75

1 L'exemple A présente un cas pour lequel les coûts de construction de la conduite
2 principale et des autres installations sont inférieurs à la balise de 1 M\$, l'exemple B
3 présente le cas où ces coûts excèdent 1 M\$ et l'exemple C illustre l'impact d'une
4 subvention sur la méthodologie proposée.

5 L'impact de la proposition sur les projets en opération est présenté à la section 3.2.2.

1 Sur la base des modifications proposées ci-haut, Énergir demande à la Régie de mettre fin au
2 suivi demandé dans la décision D-2019-141 (paragr. 595). Ce suivi consiste à détailler les coûts
3 de catégorie A par point de réception et la base de tarification mensuelle par point de réception.
4 Énergir demande de remplacer le suivi tel que présenté à la pièce Énergir-Q, Document 10, pp.17
5 et 18 du dossier tarifaire par une nouvelle conciliation plus globale présentant la valeur totale du
6 volet - Distribution et du volet variable du tarif de réception. Le volet - Investissement y sera inclus
7 afin de présenter l'impact total sur le coût de service des investissements en GSR qui sera
8 comparé aux revenus du volet - Investissement récupérés dans le tarif de réception et ainsi
9 présenter l'impact de la socialisation.

3.2 MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TAUX – VOLET DISTRIBUTION

10 Les coûts de catégorie C représentent les coûts d'opération et d'entretien. Comme la
11 détermination précise de ces coûts ne pouvait être faite au moment de la création du tarif de
12 réception, ils ont été établis sur la base d'un pourcentage de l'investissement. Certains de ces
13 coûts sont directement causés par la présence de clients producteurs, et d'autres sont des coûts
14 communs liés à l'ensemble des clients.

15 Voici les modalités déjà approuvées par la Régie et en vigueur actuellement :

Tableau 3
Modalités approuvées

DOSSIERS	DÉCISIONS	IMPACTS SUR LE VOLET DISTRIBUTION
R-3732-2010	D-2011-108	<i>La Régie accepte la proposition de [Énergir] d'établir le tarif initial pour récupérer les coûts non liés au réseau gazier (coûts C) à chaque point de réception sur la base d'un pourcentage de 4 % de l'investissement initial.</i>
R-3732-2010	D-2011-108	<i>En conséquence, la Régie demande à [Énergir] de présenter, dans un prochain dossier tarifaire, lorsqu'elle disposera de suffisamment de données, un suivi de la justesse du taux de 4 % et une analyse de l'opportunité de passer à un tarif timbre-poste basé sur les coûts moyens.</i>
R-4177-2021 phase 2	D-2022-123	<i>Conséquemment, la Régie autorise les modifications proposées par Énergir au taux – volet Distribution du tarif de réception, à compter de l'année tarifaire 2022-2023, telles que présentées en exemples aux tableaux 3 et 4 de la pièce B-0133 :</i> <ul style="list-style-type: none"> • <i>La proportion de coûts des conduites par rapport à l'investissement total est limitée à 30 %;</i> • <i>Les coûts de catégorie C récupérés auprès des producteurs doivent représenter au minimum 2 % de l'investissement total.</i>
R-4213-2022 phase 2	D-2023-127	<i>En conséquence, la Régie autorise les modifications au taux - volet Distribution du tarif de réception à compter de l'année tarifaire 2023-2024, tel que proposé par Énergir à la pièce B-0135 :</i> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Répartir les coûts communs au prorata de la valeur du poste d'injection et de la valeur de la conduite; et</i> • <i>Retirer les frais financiers des coûts utilisés pour déterminer les montants de Catégorie C à récupérer au volet Distribution.</i>

1 Malgré les dernières évolutions, le volet - Distribution actuel crée des écarts de coûts pour des
2 projets proches du réseau et d'autres plus éloignés ayant le même poste d'injection. Les coûts
3 d'opération et d'entretien d'une conduite sont beaucoup plus faibles que celui d'un poste
4 d'injection et la méthode actuelle ne permet pas de refléter cette réalité.

5 L'application d'un certain pourcentage sur la valeur des investissements totaux peut aussi faire
6 augmenter les coûts du volet - Distribution en fonction de la complexité de réalisation des
7 conduites de raccordement, augmentant ainsi les investissements totaux sans que les besoins
8 en opérations et maintenance de la conduite n'aient nécessairement besoin d'augmenter, ou
9 alors, dans des proportions inférieures. Voici des exemples de projets permettant d'illustrer cette
10 variation :

Tableau 4
Exemples de variation des investissements au Volet - Distribution

	Exemple 1	Exemple 2	Exemple 3	Exemple 4
Longueur du raccordement (m)	10 000	210	7 000	1 300
Investissement conduite (M\$)	26	0,305	5,3	3,2
Poste d'injection - type	Similaire			
Coûts annuels volet - Distribution (M\$)	0,666	0,084	0,185	0,128

3.2.1 Modification proposée

1 Comme mentionné précédemment, les besoins de coûts d'opérations et de maintenance
2 d'une conduite et d'un poste d'injection sont totalement différents. Énergir propose donc
3 d'avoir un traitement différent des coûts d'opération pour le poste d'injection et pour la
4 conduite.

5 La modification proposée consiste à avoir un tarif timbre-poste basé sur un estimé des
6 coûts moyens d'entretien d'un poste d'injection de GSR échelonné sur 20 ans.

7 Le principe d'un tarif timbre-poste consiste à uniformiser le tarif de l'ensemble des classes
8 tarifaires, et ce, partout sur le réseau. Dans le cas du volet - Distribution du tarif de
9 réception, la proposition consiste à récupérer le même montant auprès de l'ensemble des
10 producteurs.

11 Le tarif timbre-poste est basé uniquement sur la catégorie d'actif, qui est le poste
12 d'injection de GSR. En effet, dans cette nouvelle méthodologie, Énergir propose de
13 distinguer les actifs selon leur vocation et utilisation. Le poste d'injection étant construit
14 pour les besoins du producteur, il sera donc assumé par celui-ci. Ainsi, les coûts
15 d'entretien du poste d'injection sont ceux analysés pour fixer le tarif timbre-poste du
16 volet - Distribution du tarif de réception.

Quant aux coûts d'entretien de la conduite et autres actifs, Énergir propose de les exclure du tarif de réception pour les socialiser à l'ensemble de la clientèle, car d'une part, comme démontré par Énergir¹³, les coûts d'entretien des conduites représentent en moyenne 0,06 % de l'investissement total ou 0,34 % des coûts de construction de la conduite et, d'autre part, les actifs autres que le poste d'injection (principalement les conduites de raccordement) servent à l'ensemble de la clientèle dans un objectif de transition énergétique, de soutien de la filière GSR québécoise et de sécurité d'approvisionnement.

La proposition d'Énergir rejoint aussi les résultats obtenus du balisage où, pour trois juridictions étudiées, les coûts d'entretien et d'opération du poste d'injection sont à la charge du producteur. À noter que les deux autres juridictions socialisent ces coûts à l'ensemble des consommateurs de gaz (tableau 1).

Le tableau ci-dessous présente les différences entre la méthodologie actuelle et la méthodologie proposée.

Tableau 5
Distinction entre la méthodologie actuelle et la méthodologie proposée pour la récupération des coûts non liés au réseau gazier (catégorie C)

MÉTHODOLOGIE ACTUELLE	MÉTHODOLOGIE PROPOSÉE
Récupérer les coûts non liés au réseau gazier (coûts de catégorie C) à chaque point de réception sur la base <u>d'un pourcentage de 4 % de l'investissement initial.</u>	Récupérer les coûts non liés au réseau gazier (coûts de catégorie C) à chaque point de réception sur la base d'un montant fixe.
1) La proportion de coûts des <u>conduites</u> par rapport à l'investissement total est <u>limitée à 30 %</u> ; 2) Les coûts de catégorie C récupérés auprès des producteurs doivent représenter <u>au minimum 2 % de l'investissement total.</u>	1) Les coûts d'entretien des conduites ne sont plus récupérés via le volet – Distribution, mais sont socialisés à l'ensemble de la clientèle; 2) Les coûts de catégorie C récupérés auprès des producteurs doivent représenter les coûts d'entretien liés au poste d'injection.
A) Répartir les <u>coûts communs au prorata</u> de la valeur du <u>poste d'injection</u> et de la valeur de la <u>conduite</u> ; B) <u>Retirer les frais financiers</u> des coûts utilisés pour déterminer les montants de catégorie C à récupérer au volet - Distribution.	A) La répartition est conservée, mais seuls les coûts d'entretien du poste d'injection sont assumés par le producteur à 100 % : le reste est socialisé ; B) s. o. : aboli , n'est plus nécessaire.

¹³ R-4177-2021, pièce Énergir-Q, Document 14.

3.2.1.1 Analyse des coûts d'entretien des postes d'injection de GSR

1 Énergir a fait l'étude des coûts d'entretien et d'opération spécifiques aux projets
2 d'injection de GSR et au poste d'injection de GSR.

3 Les coûts d'entretien comportent un volet préventif pour lequel Énergir a estimé la
4 durée des entretiens de chacun des équipements selon les recommandations des
5 manufacturiers. Énergir a également évalué les coûts d'entretien correctifs et d'appels
6 d'urgence basés sur les récentes expériences avec les postes d'injection actuels au
7 cours des dernières années, ainsi que l'expérience des postes de livraison sur le
8 réseau. Finalement, Énergir a estimé une moyenne de coûts pour différentes pièces
9 ou consommables utilisés dans le fonctionnement normal d'un poste d'injection sur
10 une année.

11 Selon Énergir, ces coûts devraient être réévalués régulièrement pour bien refléter les
12 conditions réelles d'exploitation d'un poste d'injection de GSR (variations éventuelles
13 du programme préventif, de la veille technologique des équipements ou du coût des
14 consommables/pièces).

Tableau 6
Ventilation des coûts annuels d'entretien d'un poste d'injection

VOLET	ACTIVITÉS	HEURES		ESTIMATION
		Réseau	Mesurage	
Préventif	Inspection mensuelle et/ou annuelle (hres)	44,00	139,09	
	Entretiens aux 2 ans (heures)		4,00	
	Entretiens aux 3 ans (heures)	5,34		
	Entretiens aux 5 ans (heures)	3,20		
	Entretiens aux 20 ans (heures)	0,15	0,08	
	Total (heures)	52,69	143,17	
	Taux standard employé (\$)	150,31	185,88	
	Total (\$)	7 919,83	26 613,14	34 532,97
Consommables	Bouteilles de gaz de calibration pour les analyseurs/chromatographe (\$)			11 500
	Ruban de plomb et acide acétique (\$)			750
	Pièces (réseau et mesurage) (\$)			2 500
	Déneigement (\$)			1 000
	Filtre (\$)			2 000
Correctif	Estimation (\$)			40 000
	Total – Coûts moyens annuels sur 20 ans (\$)			92 282,97

1 Ainsi, le tarif applicable pour la récupération des coûts de catégorie C, c.-à-d. le volet –
2 Distribution, sera déterminé de la façon suivante :

- 3 • Taux – Volet Distribution ($\text{¢}/\text{m}^3/\text{jour}$) = Coûts de 92 283 \$¹⁴ par année, divisé
4 par le nombre de jours de l'année, divisé par la capacité maximale
5 contractuelle du producteur (CMC).

6 Il est à noter qu'il ne sera pas requis de modifier les *Conditions de service et Tarif*
7 (CST) d'Énergir, car chaque producteur continuera d'appliquer un taux unitaire à

¹⁴ Ce coût sera ajusté en fonction du taux d'inflation annuellement. Pour le taux d'inflation, Énergir propose d'utiliser l'indice de l'IPC-Québec publié par Statistique Canada.

1 chaque mètre cube de capacité maximale contractuelle (CMC) : c'est le total qui
2 demeurera le même pour tous, c.-à-d. 92 283 \$ annuellement inflationné.

3 Finalement, à la lumière des modifications proposées, Énergir demande à la Régie de
4 mettre fin au suivi demandé dans la Décision D-2023-127 (paragr.442). Ce suivi
5 consiste au dépôt d'un tableau au soutien d'une première demande d'approbation des
6 taux de tarifs de réception présentant le calcul de l'application de la méthodologie
7 d'établissement des coûts de catégorie C autorisée par la décision D-2023-127.
8 Puisqu'Énergir propose un coût de catégorie C fixe pour chacun des projets, ce suivi
9 n'aura plus lieu d'être advenant une réponse positive à nos demandes.

3.2.2 Analyse des projets connus et projets potentiels et impact sur les tarifs

10 Huit projets sont actuellement en service. Avec les modifications proposées, tous les
11 producteurs paieront dorénavant le taux – volet Distribution selon le tarif timbre-poste de
12 92 k\$. Quant au taux – volet Investissement, trois cas de figure se présentent :

- 13 • Les projets financés en entier pour qui le tarif est actuellement nul → aucun
14 changement (4/8 des projets);
- 15 • Les projets pour lesquels le poste d'injection n'est pas encore amorti
16 complètement → le taux étant calculé sur ce coût, l'amortissement continuera
17 jusqu'à 20 ans (3/8 des projets);
- 18 • Le projet pour lequel le poste d'injection est complètement financé, mais pas la
19 conduite principale → le coût de la conduite amorti étant inférieur à 1 M\$, le taux
20 s'en retrouve nul et la portion en dessous de la balise est socialisée.

Tableau 7
Proposition pour les projets en service

	Projet 1	Projet 2	Projet 3 (Phase 1)	Projet 3 (Phase 2) ¹	Projet 4
Coûts intégrés dans le volet – Investissement - méthodologie actuelle	682 790	311 402	463 064	2 282 686	5 669 461
Coûts intégrés dans le volet – Investissement - méthodologie proposée	-	285 929	165 578	1 282 686	4 669 461
<i>Variation de coûts intégrés dans le volet - Investissement²</i>	<i>(682 790)</i>	<i>(25 473)</i>	<i>(297 486)</i>	<i>(1 000 000)</i>	<i>(1 000 000)</i>
Coûts annuels volet - Distribution - méthodologie actuelle	89 548	84 222	133 465	56 704	132 137
Coûts annuels volet - Distribution - méthodologie proposée	92 283	92 283	92 283	92 283	92 283
<i>Variation coûts annuels du volet - Distribution</i>	<i>2 735</i>	<i>8 061</i>	<i>(41 182)</i>	<i>35 579</i>	<i>(39 854)</i>
	Projet 5	Projet 6	Projet 7	Projet 8	
Coûts intégrés dans le volet - Investissement - méthodologie actuelle	-	-	-	-	
Coûts intégrés dans le volet - Investissement - méthodologie proposée	-	-	-	-	
<i>Variation coûts intégrés dans le volet - Investissement</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	
Coûts annuels volet - Distribution - méthodologie actuelle	128 459	41 450	81 842	83 650	
Coûts annuels volet - Distribution - méthodologie proposée	92 283	92 283	92 283	92 283	
<i>Variation coûts annuels du volet - Distribution</i>	<i>(36 176)</i>	<i>50 833</i>	<i>10 441</i>	<i>8 633</i>	

¹ Cette 2^e phase du projet est un cas typique d'un investissement de renforcement requis pour acheminer le GSR tel que décrit à la section 2 du présent document. Advenant une réponse positive à la modification proposée à la section 2.1, ce projet sera transféré dans la nouvelle catégorie d'actifs « Adaptation du réseau GSR » et ne sera plus intégré dans le tarif de réception.

² Ce coût correspond à la valeur de l'investissement initial du projet, net de subvention gouvernementale.

Tableau 8

Proposition pour les projets potentiels, en construction

	Projet A	Projet B	Projet C
Coûts intégrés dans le volet - Investissement - méthodologie actuelle	23 059 563	2 431 802	2 331 270
Coûts intégrés dans le volet - Investissement - méthodologie proposée	22 059 563	1 431 802	1 907 062
<i>Variation de coûts intégrés dans le volet - Investissement</i>	<i>(1 000 000)</i>	<i>(1 000 000)</i>	<i>(424 208)</i>
Coûts annuels volet - Distribution - méthodologie actuelle	666 531	185 554	93 251
Coûts annuels volet - Distribution - méthodologie proposée	92 283	92 283	92 283
<i>Variation coûts annuels du volet - Distribution</i>	<i>(574 248)</i>	<i>(93 271)</i>	<i>(968)</i>

Sur la base des coûts des 11 projets ci-haut mentionnés (huit projets existants et trois en construction), Énergir a calculé le différentiel des revenus provenant du tarif de réception entre la méthodologie actuelle et celle proposée et donc, par le fait même, l'impact tarifaire sur 2024-2025. La différence se solderait en une baisse des revenus provenant du tarif de réception de 1 M\$, donc une hausse tarifaire au niveau des tarifs de distribution de ce montant.

En effet, selon la méthodologie actuelle comparée à celle proposée, les revenus du tarif de réception seraient de 6,3 M\$ (contre 5,3 M\$ - méthode proposée), dont 4,4 M\$ (contre 4,0 M\$) provenant du volet - Investissement et 1,6 M\$ (contre 1,0 M\$) provenant du volet - Distribution.

4 APPROBATION DES TAUX DU TARIF DE RÉCEPTION

1 Avec l'arrivée de plusieurs nouveaux producteurs, Énergir reconnaît le besoin de la mise en place
2 d'un mécanisme permettant un traitement réglementaire efficace. Dans cette optique, Énergir
3 propose les modifications suivantes au processus réglementaire entourant le tarif de réception.

4 Tout d'abord, Énergir propose de calculer le tarif de réception en fonction des coûts du projet à
5 la date d'injection, en y incluant les subventions à venir. Énergir déposerait sa demande de
6 fixation du tarif après la date de début d'injection. Cette nouvelle approche éviterait les écarts
7 causés par les changements fréquents de date de mise en service.

8 Ensuite, dans la décision D-2024-026, la Régie demande à Énergir d'utiliser le CFR autorisé pour
9 chaque nouveau projet afin de capter les écarts entre les coûts et les revenus reliés à
10 l'investissement :

11 « [25] Par ailleurs, à l'instar d'Énergir, la Régie constate qu'à la suite de demandes d'Énergir,
12 l'utilisation de CFR pour capter l'écart entre les coûts et les revenus reliés à l'investissement a été
13 autorisée pour chaque nouveau client-producteur à des fins d'injection. La Régie est d'avis qu'à
14 des fins d'efficacité réglementaire, il pourrait être approprié de généraliser cette pratique comptable
15 afin qu'elle soit applicable à tout nouveau client-producteur de GSR, sauf exception. »

16 Énergir propose d'abolir les comptes de frais reportés pour les trop-perçus / (manques à gagner)
17 relatifs aux projets d'injection de GSR et le suivi de ceux-ci effectué à la pièce Énergir-9,
18 Document 8 du rapport annuel, pour les raisons suivantes :

- 19 • Le volet variable du tarif ne génère aucun écart de revenu;
- 20 • Le volet distribution (coûts de catégorie C) du tarif ne générant aucun écart de revenu, il
21 s'agit dorénavant d'un tarif timbre-poste. De plus, puisque le tarif sera déterminé après la
22 date de mise en service, le nombre de jours où le producteur devra assumer les coûts de
23 distribution sera connu, et donc, il n'en découlera aucun écart;
- 24 • Pour le volet investissement (coûts de catégorie A), lors de la fixation du taux, les coûts
25 complets du projet ainsi que les subventions seront considérés et le nombre de jours où
26 le taux devra s'appliquer sera connu. Ainsi, les seuls éléments pouvant faire varier le volet
27 investissement seraient une modification aux subventions reçues, un rachat par le
28 producteur des actifs après le début d'injection ou une modification dans les paramètres
29 réglementés du tarif de réception. Lorsqu'une de ces situations surviendra, une mise à

1 jour du tarif de réception sera transmise à la Régie pour approbation, et le producteur sera
2 facturé avec ce nouveau tarif.

3 Énergir soumet que sa proposition permettrait un allègement du processus réglementaire
4 et serait cohérente avec l'approche tarifaire en distribution.

CONCLUSION

1 Énergir demande à la Régie de :

- 2 > autoriser, à compter de l'année tarifaire 2024-2025, le traitement des actifs
3 d'adaptation du réseau de distribution, comme proposé à la section 2 du présent
4 document;
- 5 > autoriser, à compter de l'année tarifaire 2024-2025, les modifications au taux – volet
6 Investissement du tarif de réception, comme proposé à la section 3.1.2 du présent
7 document;
- 8 > mettre fin au suivi des coûts de catégorie A par point de réception et de la base de
9 tarification mensuelle par point de réception demandé dans la décision D-2019-141
10 (paragr. 595), comme proposé à la section 3.1.2 du présent document;
- 11 > autoriser, à compter de l'année tarifaire 2024-2025, les modifications au taux – volet
12 Distribution du tarif de réception, comme proposé à la section 3.2.1 du présent
13 document;
- 14 > mettre fin au suivi demandé dans la décision D-2023-127 (paragr.442).
- 15 > autoriser l'approbation des taux du tarif de réception, comme proposé à la section 4
16 du présent document; et
- 17 > autoriser l'abolition des comptes de frais reportés relatifs aux projets d'injection de
18 GSR et la fin du suivi de ceux-ci, comme proposé à la section 4 du présent
19 document.