P R O J E T D ' I N V E S T I S S E M E N T V I S A N T L E R A C C O R D E M E N T D ' U N N O U V E A U S I T E D ' I N J E C T I O N D E G S R À B É C A N C O U R

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION 3

1 OBJECTIFS DU PROJET 4

2 DESCRIPTION DU PROJET 4

2.1 Contribution gouvernementale 5

2.2 Principales normes techniques 5

2.3 Étude géotechnique 6

2.4 Autres solutions envisagées 6

2.5 Bénéfices non énergétiques 7

3 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET 7

4 ANALYSE FINANCIÈRE ET IMPACT SUR LES TARIFS 8

5 CALCUL DES TAUX APPLICABLES DU TARIF DE RÉCEPTION 9

5.1 Taux au point de réception 9

5.2 Taux au point de livraison 14

6 LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS 14

7 CALENDRIER PROJETÉ 15

7.1 Demande d'autorisation d'un CER 15

8 IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL 16

CONCLUSION 16

ANNEXE 1 : Plages d'incertitude reliées à chacune des activités du Projet *(confidentielle)*

ANNEXE 2 : Taux au point de réception pour les années 1 à 20

INTRODUCTION

Énergir, s.e.c. (Énergir) souhaite réaliser un projet de construction d'infrastructures et d'une conduite de raccordement entre son réseau d'alimentation de gaz naturel et l'usine de biométhanisation agricole située au 4170, boulevard La Prade à Bécancour (le Projet). Le Projet d'Énergir vise à raccorder les installations de raffinage de biogaz pour la production de gaz de source renouvelable (GSR), qui seront construites par le producteur et promoteur du projet de GSR, Bioénergie Bécancour inc. (le Producteur).

Bioénergie Bécancour inc. est une société de projet détenue par KERIDIS BioÉnergie et Technigaz. L'usine de production de GSR du Producteur (l'Usine) aura un potentiel d'injection dans le réseau d'Énergir d'environ 3,7 millions de mètres cubes (Mm³) de GSR par année. La production maximale journalière est estimée à 13 000 m³ selon le contrat de service de réception (D_R) conclu entre Énergir et le Producteur, lequel est déposé à la pièce Énergir-1, Document 2.

Le coût total (hors frais de financement) des investissements relatifs aux activités réglementées du Projet est évalué à 4,4 M$.

Conformément à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (LRÉ), la présente demande vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (Régie) pour la construction d'actifs destinés au transport ou à la distribution du gaz naturel. En vertu de l'article 1, al. 1, par. 1 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (Règlement), une autorisation de la Régie est requise pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou actifs destinés à la distribution de gaz naturel dans le cadre d'un projet dont le coût est de 4,0 M$ ou plus.

Le présent document intègre une section sur le calcul du tarif de réception (tarif D_R) basé sur les estimations de coûts afin d'expliquer comment ceux-ci seront récupérés. Une fois les coûts complets connus, le tarif D_R final sera présenté à la Régie. La facturation de ce tarif D_R permettra de récupérer la portion des coûts d'investissement assignée au Producteur.

1 OBJECTIFS DU PROJET

Le Projet comporte les objectifs suivants :

- Favoriser l'atteinte des objectifs de la politique énergétique du Québec, notamment le PGIRE[1], qui vise à doubler le poids des bioénergies dans le bilan énergétique québécois, leur part passant d'environ 7 % actuellement à 14 % en 2050.
- Favoriser l'atteinte des seuils réglementaires de livraison de GSR;
- Contribuer à la réduction des GES au Québec;
- Favoriser une source locale d'approvisionnement en énergie renouvelable et contribuer au développement de la filière du GSR au Québec;
- Permettre au Producteur d'acheminer jusqu'aux consommateurs finaux le GSR produit à partir de l'usine de biométhanisation;
- Réduire la dépendance énergétique du Québec.

2 DESCRIPTION DU PROJET

Le Producteur prévoit la construction d'une usine de biométhanisation agricole qui traitera environ 73 800 tonnes de matières organiques par année. Ces intrants sont composés d'environ 70 % d'effluents agricoles (lisiers et fumiers), complétés par des coproduits végétaux et des résidus agroalimentaires. À terme, l'usine produira 3,7 Mm³ de GSR par année.

Une estimation des coûts de projet a été effectuée en juillet 2026, avec un budget de 4,4 M$ hors frais de financement. En septembre 2026, le Producteur et Énergir ont signé un contrat d'achat-vente pour le GSR produit par l'Usine et ont signé, en octobre 2026, un contrat D_R qui permet à Énergir de débuter l'ingénierie et la planification du Projet.

Le réseau gazier capable de recevoir le GSR est situé à environ 65 mètres du site de production. Le Projet prévoit l'installation d'une conduite en acier de 114,3 mm (4 po), classe 2 400 kPa, reliant le poste d'injection d'Énergir au réseau d'alimentation existant situé le long de la Route 132 (boulevard Bécancour) du ministère des Transports du Québec (MTQ). Il inclut également la

[1] Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques.

construction d'un poste d'injection, comprenant la régulation, le mesurage, l'odorisation et le contrôle de la qualité du GSR. La nouvelle conduite sera installée dans la servitude existante sur le lot 3 942 995, qui sera agrandie de 3 mètres. Une nouvelle servitude de 6 mètres sera requise sur le lot du Producteur. Selon l'échéancier actuel, les travaux se dérouleront durant l'été 2028, avec une mise en service prévue en octobre 2028.

Figure 1 — Localisation du Projet



2.1 CONTRIBUTION GOUVERNEMENTALE

Dans le cadre de ce Projet, c'est le Producteur qui a effectué les démarches de subvention auprès du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MEIE) dans le cadre du volet 2 du *Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable* (PSPGNR), dont le soutien a été bonifié par un décret, pour un total de 19,4 M$ de subventions.

2.2 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

Le Projet sera réalisé conformément aux exigences de la dernière édition applicable au Québec de la norme CSA Z662 et du chapitre II du *Code de construction*. La réalisation du Projet

nécessitera l'installation de 65 mètres de conduite qui sera exploitée à une pression de 2 400 kPa pour la distribution. Les données techniques de la conduite sont présentées au tableau suivant.

Tableau 1
Données techniques de la conduite de raccordement

Paramètre	Valeur
Nombre de conduite(s)	1
Diamètre extérieur	114,3 mm (4 pouces)
Longueur totale de la nouvelle conduite	65 m
Matériau	acier
Pression maximale d'opération	2 400 kPa

2.3 ÉTUDE GÉOTECHNIQUE

Afin de confirmer les méthodes de construction, Énergir s'est appuyée sur la caractérisation environnementale réalisée par le Producteur le long du tracé. Les sondages environnementaux indiquent que les sols sont principalement composés de silt, de sable et de gravier. Le roc a également été rencontré, mais à une profondeur sous le tracé projeté. De plus, des sols contaminés de niveau A-B ont été identifiés. La gestion des sols contaminés sera effectuée conformément aux modalités décrites dans le *Guide d'intervention – Protection des sols et réhabilitation des terrains contaminés* publié par le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELFP), et en respectant la procédure interne (PO-9) – *Gestion et traçabilité des sols excavés* – développée par Énergir.

Bien que les conditions géotechniques demeurent un facteur de risque pour la construction, Énergir considère pouvoir réaliser les travaux selon l'estimation des coûts. Ces informations serviront également aux entrepreneurs soumissionnaires pour déterminer les méthodes de construction à privilégier.

2.4 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

Aucune autre solution n'a été envisagée pour le Projet. Énergir a réalisé une analyse hydraulique afin de confirmer la capacité du réseau à recevoir le GSR produit par le Producteur. Cette analyse

confirme que le réseau dispose de la capacité nécessaire pour accueillir le débit d'injection projeté, pouvant atteindre 400 m³/h.

2.5 BÉNÉFICES NON ÉNERGÉTIQUES

Comme indiqué à la section 1, le Projet favorisera l'atteinte des cibles réglementaires de livraison de GSR et contribuera aux efforts de décarbonation. Il favorisera aussi une source d'approvisionnement locale d'énergie renouvelable et contribuera au développement de la filière du GSR au Québec.

Grâce au processus de biométhanisation, le Projet permettra de capter une proportion importante du méthane actuellement libéré lors de la manutention des fumiers et lisiers des fermes participantes. Le GSR produit substituera une partie du gaz naturel fossile distribué.

La construction et l'exploitation du Projet nécessiteront quatre employés à temps complet et une trentaine d'emplois indirects (tels que pour le camionnage, l'ingénierie, la construction, les services juridiques et administratifs) au Québec.

Le projet du Producteur dans son ensemble, avec la capacité de production de GSR, permettrait d'éviter environ 7 107 tonnes d'équivalent CO_2 par année. Ces valeurs ont été calculées sur la base des facteurs d'émission publiés par le gouvernement du Québec : 1,889 tonne de CO_2 par millier de mètres cubes pour le gaz naturel conventionnel et 0,011 tonne de CO_2 par millier de mètres cubes pour le GSR (RDOCECA). À noter que les volumes de GSR injectés dans le réseau d'Énergir sont analysés à une température de 15 °C et à une pression de 101,325 kPa, tandis que le gouvernement présente les facteurs pour des volumes de gaz à une température de 20 °C et à une pression de 101,325 kPa. Un ajustement de 101,7352 % est donc apporté afin de se conformer à la température de 20 °C indiquée à l'article 3.03 du Règlement[2].

3 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

Le coût total du Projet est de 4,4 M$, hors frais de financement. La répartition des coûts selon la nature des travaux est présentée au tableau ci-dessous. La méthode de récupération des coûts

[2] RLRQ c Q-2, r 15.

est décrite à la section 5. Les coûts ont été évalués sur la base d'une estimation de classe 3 avec une précision de ±15 %. La contingence a été établie à partir des résultats des simulations Monte-Carlo.

Tableau 2
Répartition des coûts

Le tableau est déposé sous pli confidentiel.

Les plages d'incertitude utilisées dans les simulations Monte-Carlo sont déposées sous pli confidentiel à l'annexe 1.

4 ANALYSE FINANCIÈRE ET IMPACT SUR LES TARIFS

L'analyse de la rentabilité et de l'impact sur les tarifs n'est pas requise pour un projet d'injection, puisque l'ensemble des coûts, à l'exception du montant socialisé, est couvert par le tarif D_R facturé au client injecteur. Contrairement aux tarifs de distribution, un tarif de réception unique par projet est calculé afin de permettre à Énergir de recouvrer l'ensemble des coûts associés au producteur.

5 CALCUL DES TAUX APPLICABLES DU TARIF DE RÉCEPTION

Le Producteur, qui désire injecter la totalité de sa production de GSR dans le réseau, sera assujetti au tarif D_R, conformément à la décision D-2024-113. Les taux finaux basés sur les coûts seront soumis pour approbation dans la Cause tarifaire 2028-2029, à condition que l'échéancier soit respecté.

5.1 TAUX AU POINT DE RÉCEPTION

La méthode d'établissement des taux est un calcul financier basé sur le revenu requis au point de réception du Producteur. Les taux applicables au point de réception correspondent à la somme des obligations minimales quotidiennes (OMQ) et du taux unitaire d'injection. Les OMQ ont deux volets : investissement (coûts de catégorie A) et distribution (coûts de catégorie C).

Le volet investissement du Projet est nul, car le Producteur assume entièrement les coûts de construction au fur et à mesure de l'avancement des travaux, à l'exception du montant socialisé de 1 M$, ce qui élimine tous les frais de financement (voir tableau ci-dessous). Le tableau suivant présente les coûts utilisés pour l'évaluation du tarif D_R, conformément à la décision D-2023-127.

Tableau 3
Conciliation du montant d'investissement total

Activités	Coûts *($)*
Total présenté au tableau 2 – Coûts du Projet	4 431 335
Frais financiers	0
Total	**4 431 335**

Le tableau ci-dessous présente l'absence de montant à récupérer au volet investissement du tarif D_R.

Tableau 4
Coûts utilisés pour le calcul de l'OMQ, volet investissement

Activités	Coûts ($)
Construction du poste d'injection	3 374 689
Construction de la conduite de raccordement	1 056 646
Investissement total	**4 431 335**
Contribution du producteur	
Montant de la contribution	3 431 335
Coûts socialisés	
Conduite	1 000 000
Coûts intégrés dans le taux - volet investissement	
Poste d'injection	0
Conduite	0
Sous-total	**0**

Le volet distribution est établi conformément à la décision D-2024-113, selon un tarif timbre-poste de 97 660 $ (Cause tarifaire 2026-2027).

Le taux unitaire au volume injecté correspond à la somme des taux de redevance à la Régie de l'énergie et à la Régie du bâtiment du Québec.

Comme indiqué à la section 2, le Producteur prévoit compléter les travaux et procéder à la mise en gaz en octobre 2028. Afin de présenter les coûts des volets investissement et distribution sur une base annuelle, les coûts de ces deux volets, inclus dans les tableaux suivants, tiennent compte d'une date de début d'injection au 1er octobre 2028.

Le tableau ci-dessous présente les hypothèses et les paramètres financiers requis pour calculer le coût de service au point de réception. Les paramètres financiers sont ceux déposés dans le cadre de la Cause tarifaire 2026 2027[3] .

Tableau 5
Hypothèses et paramètres d'analyse financière

Hypothèses du Projet	**Valeurs**
Capacité maximale contractuelle (quotidien) - CMC *(m³)*	13 000
Volume annuel à 100 % de CU *(m³)*	2 240 000
Investissement total en capital *($)*	0
Investissement total en capital net des subventions avec frais généraux *($)*	0
Coûts de distribution non liés au réseau gazier *($)*	97 660
Paramètres réglementés	**Valeurs**
Durée d'amortissement des actifs *(années)*	20
Taux de redevance à la Régie de l'énergie *($/10³m³)*	0,9171
Taux de redevance à la Régie du bâtiment *($/10³m³)*	0,5712
Taux de la taxe sur les services publics *(%)*	1,50
Taux d'imposition *(%)*	26,50
Taux de la dette *(%)*	4,057
Taux de l'équité (coût pondéré de l'avoir des actionnaires ordinaires et privilégiés) *(%)*	8,4049
Taux moyen pondéré du capital *(%)*	6,06

À partir de ces hypothèses, Énergir fixe les taux applicables au point de réception de façon à récupérer, auprès du client, le coût de service de chaque année.

Le tableau ci-dessous détaille le coût de service pour les années 0 à 5, ainsi que pour l'année 20. Ce tableau a été établi sur la base des paramètres proposés pour l'année 2026-2027, lesquels devront être ajustés annuellement pour refléter l'évolution des taux au point de réception.

[3] Dossier R-4334-2026, pièce B-0075, Énergir-Q, Document 1, p. 21.

Tableau 6
Calcul du coût de service

Coût de service	An 0	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Coûts de distribution non liés au réseau gazier *($)*	-	(97 660)	(97 660)	(97 660)	(97 660)	(97 660)	(97 660)
Taxe sur les services publics *($)*	-						
Redevances *($)*	-	(3 334)	(5 537)	(5 537)	(5 537)	(5 537)	(5 537)
Amortissement *($)*	-						
Coût d'intérêt *($)*	-						
Impôts *($)*	-						
Coût de l'équité *($)*	-						
Coût de service total *($)*	**-**	**(100 994)**	**(103 197)**	**(103 197)**	**(103 197)**	**(103 197)**	**(103 197)**
Base de tarification	**An 0**	**An 1**	**An 2**	**An 3**	**An 4**	**An 5**	**An 20**
Équité *($)*	-	-	-	-	-	-	-
Dette *($)*	-	-	-	-	-	-	-
Base de tarification moyenne *($)*	-	-	-	-	-	-	-
Coût et revenu tarifaire	**An 0**	**An 1**	**An 2**	**An 3**	**An 4**	**An 5**	**An 20**
Coût de service *($)*	-	100 994	103 197	103 197	103 197	103 197	103 197
Revenu tarifaire *($)*	-	100 994	103 197	103 197	103 197	103 197	103 197
Volumes injectés prévus [1] *(m³)*	-	2 240 000	3 720 000	3 720 000	3 720 000	3 720 000	3 720 000

[1] L'année 1 débute en octobre 2028.

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux.

Une fois le coût de service établi, les taux des portions fixes du tarif (les OMQ) ainsi que le taux variable (les taux unitaires au volume injecté) doivent être fixés.

Comme prévu dans l'établissement des taux du tarif de réception, la portion des coûts liée au volet investissement de l'OMQ correspond aux investissements en capital des actifs de raccordement (coûts de catégorie A) et l'excédent des coûts socialisés de 1 M$ reliés à la conduite. Le taux du volet investissement de l'OMQ est établi en divisant les coûts par la capacité maximale contractuelle (CMC) annuellement. Cependant, comme le Producteur a effectué une contribution équivalente à l'investissement en capital, le taux unitaire s'établit à 0,000 ¢/m³/jour tant pour la première année que pour la vingtième année.

La portion fixe des coûts associés aux coûts de distribution non liés au réseau gazier (coûts de catégorie C) représente 97 660 $ pour la première année et sera ajustée annuellement selon

l'IPC-Québec fourni dans le rapport annuel. Il en résulte un taux de 2,058 ¢/m³/jour pour la première année, comme présenté au tableau suivant.

Tableau 7
Calcul du taux de l'obligation minimale quotidienne (OMQ)
Volet distribution

Coût de service	**An 1**	**An 2**	**An 3**	**An 4**	**An 5**	**An 20**
Coûts de distribution non liés au réseau gazier *($)*	(97 660)	(97 660)	(97 660)	(97 660)	(97 660)	(97 660)
Coût de service (portion fixe) *($)*	(97 660)	(97 660)	(97 660)	(97 660)	(97 660)	(97 660)
Revenu tarifaire	**An 1**	**An 2**	**An 3**	**An 4**	**An 5**	**An 20**
Revenu tarifaire (portion fixe) *($)*	97 660	97 660	97 660	97 660	97 660	97 660
Volumes *(m³)*	2 240 000	3 720 000	3 720 000	3 720 000	3 720 000	3 720 000
Taux de l'OMQ - Volet distribution *(¢/m³/jour)*	**2,058**	**2,058**	**2,053**	**2,058**	**2,058**	**2,058**

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux.

Pour sa part, la partie variable de la tarification au point de réception est constituée des redevances volumétriques allouées à ce client. Le taux unitaire au volume injecté appliqué par Énergir correspond à 0,149 ¢/m³ (somme des taux de redevances à la Régie de l'énergie et à la Régie du bâtiment du Québec).

La portion variable du coût de service est ensuite calculée en multipliant ce taux par le volume injecté par année. Pour l'an 1, en supposant que le volume injecté soit de 2,2 Mm³ selon une injection en octobre 2028, ce montant s'élève à 3 334 $.

Tableau 8
Calcul du taux unitaire au volume injecté

Coût de service	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 20
Redevances *($)*	(3 334)	(5 537)	(5 537)	(5 537)	(5 537)	(5 537)
Coût de service (portion variable) *($)*	(3 334)	(5 537)	(5 537)	(5 537)	(5 537)	(5 537)
Revenu tarifaire	**An 1**	**An 2**	**An 3**	**An 4**	**An 5**	**An 20**
Revenu tarifaire (portion variable) *($)*	3 334	5 537	5 537	5 537	5 537	5 537
Volume *(m^3)*	2 240 000	3 720 000	3 720 000	3 720 000	3 720 000	3 720 000
Taux unitaire au volume injecté *(¢/m^3/jour)*	**0,149**	**0,149**	**0,149**	**0,149**	**0,149**	**0,149**

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux.

Les taux au point de réception – qui correspondent à la somme des taux de l'OMQ et du taux unitaire au volume injecté pour les 20 années – sont présentés à l'annexe 2, laquelle présente également les taux totaux du Projet. Ces taux ont également été calculés selon les paramètres estimés applicables à l'année 1, lesquels devront être mis à jour annuellement en fonction des données de la cause tarifaire en vigueur.

5.2 TAUX AU POINT DE LIVRAISON

Les volumes de GSR seront livrés en territoire. Les frais d'utilisation du réseau de transport d'Énergir, exigibles lorsqu'un producteur choisit un point de livraison hors territoire, ne s'appliqueront donc pas. La capacité de la zone est largement suffisante.

6 LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

- Ville de Bécancour et MRC : demande de consentement municipal;
- Ministère des Transports et de la Mobilité durable : permission de voirie (Route 132);
- Propriétaire du lot 3 942 995 : agrandissement de la servitude.

À cet effet et en suivi de la décision D-2026-020, Énergir informe la Régie qu'une autorisation liée à l'article 33 LRÉ n'est pas requise pour le présent Projet.

7 CALENDRIER PROJETÉ

Comme mentionné à la section 2.1, les démarches d'obtention de la subvention sont effectuées directement par le Producteur. Le versement de la subvention constitue un intrant majeur dans la structure financière du Projet. Une décision favorable au contrat d'achat/vente de GSR[4] ainsi qu'à la demande d'investissement d'Énergir ont été identifiées comme étant des jalons requis pour ce versement.

L'autorisation de la Régie est donc demandée d'ici le 14 janvier 2027.

Tableau 9
Calendrier projeté

Activités	Début	Fin
Signature du contrat de service D_R avec le Producteur		Octobre 2026
Dépôt de la preuve et autorisation de la Régie	Novembre 2026	Janvier 2027
Ingénierie et devis détaillés des travaux	Novembre 2026	Mai 2027
Obtention des autorisations et permis de construction	Mai 2027	Décembre 2027
Entente contractuelle avec l'entrepreneur	Janvier 2028	Avril 2028
Réalisation des travaux de raccordement	Mai 2028	Août 2028
Mise en gaz	Septembre 2028	Septembre 2028
Réfections finales	Septembre 2028	Octobre 2028

7.1 DEMANDE D'AUTORISATION D'UN CER

Afin de respecter le calendrier, la réalisation du Projet doit démarrer dès novembre 2026, ce qui engendre des déboursés (ingénierie de détail, matériaux à longs délais) avant la décision de la Régie. Conformément à l'article 32 de la LRÉ, Énergir demande la création d'un compte d'écart et de report (CER) hors base, portant intérêt au taux moyen du coût en capital, à compter de la date du dépôt du Projet.

[4] Dossier R-4334-2026, pièce B-0234, Énergir-H, Document 12, page 16.

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

Le Projet permettra de diversifier les sources d'approvisionnement du réseau gazier en favorisant une énergie renouvelable locale, sans impact sur la qualité de prestation du service. Les volumes additionnels permettront d'offrir davantage de GSR aux clients d'Énergir et contribueront à l'atteinte des seuils fixés par le Règlement concernant le GSR.

CONCLUSION

Énergir demande à la Régie :

- **d'autoriser le Projet d'ici le 14 janvier 2027;**
- **d'autoriser la création d'un compte d'écart et de report hors base, portant intérêt, dans lequel seront cumulés les coûts reliés à la réalisation du Projet en date du dépôt de la demande; et**
- **d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations contenues à la section 3 et à l'annexe 1 du présent document.**

ANNEXE 1

PLAGES D'INCERTITUDE RELIÉES À CHACUNE DES ACTIVITÉS DU PROJET

Le tableau est déposé sous pli confidentiel.

ANNEXE 2

TAUX AU POINT DE RÉCEPTION POUR LES ANNÉES 1 À 20

Tarif de réception		An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet investissement	*¢/m³/jour*	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet distribution	*¢/m³/jour*	2,058	2,058	2,053	2,058	2,058	2,058	2,053	2,058	2,058	2,058
Total – Portion fixe		**2,058**	**2,058**	**2,053**	**2,058**	**2,058**	**2,058**	**2,053**	**2,058**	**2,058**	**2,058**
Taux unitaire au volume injecté	*¢/m³*	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149

Tarif de réception		An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet investissement	*¢/m³/jour*	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Taux de l'obligation minimale quotidienne - Volet distribution	*¢/m³/jour*	2,053	2,058	2,058	2,058	2,053	2,058	2,058	2,058	2,053	2,058
Total – Portion fixe		**2,053**	**2,058**	**2,058**	**2,058**	**2,053**	**2,058**	**2,058**	**2,058**	**2,053**	**2,058**
Taux unitaire au volume injecté	*¢/m³*	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149