




**RETOUR D'EXPERIENCE
INTER-OPERATEURS SUR
L'INJECTION DES SITES
DE METHANISATION DE
TYPE AGRICOLE ET
INDUSTRIEL
TERRITORIAL**

Sommaire

Préambule	3
Enseignements	4
1. Retour d'expérience des sites qui injectent dans les réseaux de gaz naturel français ...	5
1.1. Bilan des injections.....	5
1.2. Typologie des sites qui injectent	6
1.3. Analyse des données d'injection des sites de type agricole et industriel territorial.....	7
1.3.1. Quels sites traités dans la présente analyse ?.....	7
1.3.2. De quelles données dispose-t-on ?.....	8
1.3.3. Les débits d'injection contractualisés par les producteurs de biométhane	8
1.4. Montée en charge des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial mis en service en 2018.....	9
1.4.1. Analyse des débits journaliers des sites.....	9
1.4.2. Taux d'injection effective des sites	10
1.5. Fonctionnement des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial mis en service avant 2018.....	11
1.5.1. Quantités mensuelles injectées et Taux d'injection effective.....	11
1.5.2. Le pouvoir calorifique supérieur	11
1.6. La disponibilité des postes d'injection des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial.....	12
2. Retour d'expérience sur la filière	13
2.1. Une offre diversifiée en matière d'épuration.....	13
2.2. Augmentation des débits d'injection des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial.....	15
3. Les évolutions législatives, financières et techniques au service de la rentabilité des projets	16
3.1. L'instauration d'un droit à l'injection de biométhane.....	16
3.2. Le prix du service d'injection	16
3.3. Evolutions des coûts de raccordement aux réseaux de gaz.....	17
3.3.1. Prise en charge partielle des coûts de raccordement par les opérateurs de réseaux.....	17
3.3.2. Optimisation des coûts de raccordement aux réseaux exploités par GRDF.....	17
3.4. Evolutions des prestations techniques des opérateurs de réseaux	18
3.4.1. Déploiement généralisé des postes d'injection de 3 ^{ème} génération par GRDF	18
3.4.2. Des améliorations notables sur la maintenance des postes d'injection au service des producteurs	18
3.4.3. L'injection de biométhane porté est désormais une réalité.....	19
Conclusions	19



ANNEXE 1 : Liste des sites qui injectent au 31/12/2018	21
ANNEXE 2 : Les données d'injection analysées.....	23
ANNEXE 3 : Montée en charge des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial mis en service en 2018	26
ANNEXE 4 : Taux d'injection effective des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial mis en service en 2018.....	33
ANNEXE 5 : Quantités mensuelles injectées par les sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial mis en service avant 2018	34
ANNEXE 6 : Taux d'injection effective des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial mis en service avant 2018	35
ANNEXE 7 : Taux de disponibilité des postes d'injection sur les sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial.....	36
ANNEXE 8 : Présentation des opérateurs de réseaux.....	37

Préambule

2018 fût l'année du Débat public organisé par la Commission pour l'élaboration de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie portant sur les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Ce débat fût l'occasion de rappeler que le développement de la filière biométhane devait être encouragé, au regard de sa capacité de décarbonation des usages mobilité et chauffage notamment, et de création de valeur pour les territoires.

Des signes encourageants ont été notés avec la création du Groupe de travail national Méthanisation, lancé par le Secrétaire d'État Sébastien Lecornu, qui a permis d'identifier 16 axes prioritaires de travail ; la création du Comité Stratégique de Filière « Nouveaux Systèmes Énergétiques » et la préparation de la Loi d'Orientation des Mobilités qui inclut des dispositions sur le BioGNV.

Deux mesures phares, favorables au développement de la filière biométhane, ont été annoncées : l'instauration du principe du droit à l'injection et le soutien à l'injection du biométhane porté.

Afin de rendre compte de la dynamique mise en place, GRDF, GRTgaz, REGAZ Bordeaux, R-GDS et Teréga publient un premier retour d'expérience inter-opérateurs sur le fonctionnement des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial.

Ce retour d'expérience vise à informer les acteurs de la filière biogaz (pouvoirs publics, porteurs de projets, financeurs, fournisseurs d'énergie, etc.) sur le fonctionnement des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial qui injectent dans les réseaux de gaz français.

Constitué en toute indépendance vis-à-vis des activités des producteurs de biométhane¹, ce rapport montre la dynamique engagée en matière d'injection de biométhane. Il apporte des éléments chiffrés sur le fonctionnement des sites et rappelle les avancées faites en matière d'offres au service des producteurs.

¹ Conformément aux articles L111-61 à L111-66 du Code de l'énergie, GRDF et R-GDS en tant qu'opérateurs de réseaux de distribution exercent leur activité de manière indépendante vis-à-vis de tout intérêt dans des activités de production de gaz.

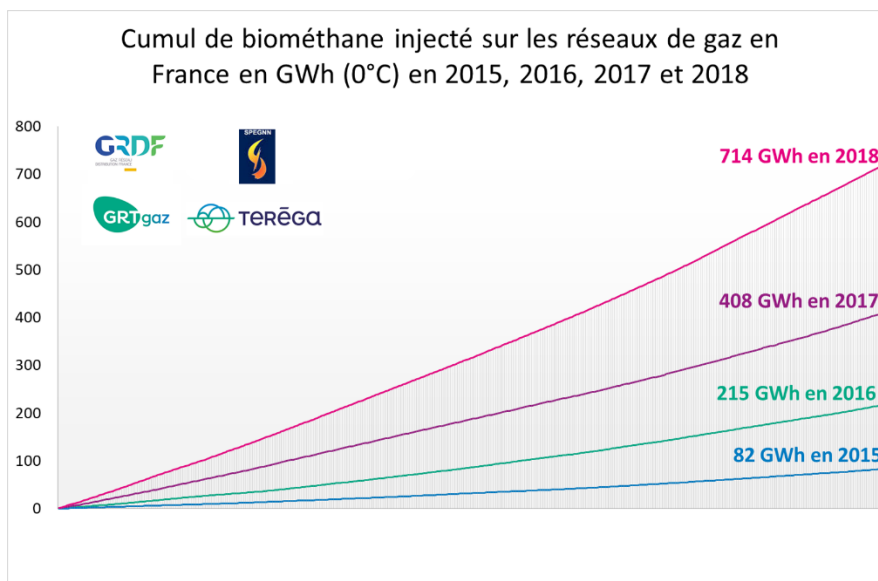
Enseignements

- La quantité de biométhane injectée dans les réseaux de gaz français atteint 714 GWh en 2018, soit une progression de 76 % en un an.
- Le parc d'installations de production de biométhane s'est accru de 73 % : tous réseaux confondus, 76 sites étaient en service fin 2018 et près de 140 sites sont attendus fin 2019.
- Un grand nombre de sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial, mis en service en 2018, atteignent ou dépassent les $\frac{2}{3}$ de leur régime nominal en moins de trois mois. Quatre sites ont atteint un taux d'injection effective proche de leur débit Cmax, déduction faite des trois 1^{ères} semaines d'injection.
- La quantité annuelle d'énergie injectée par les sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial mis en service avant 2018 se situe entre 90 % et 110 % de l'énergie théorique attendue au regard de leur débit Cmax pour 24 sites sur 31.
- La disponibilité moyenne des postes d'injection est de 98 %.
- 15 des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial, mis en service depuis novembre 2017, ont demandé ou vont demander à très court-terme une augmentation de leur capacité d'injection.
- Le marché de l'épuration reste diversifié et dominé par la technologie membranaire. Les valeurs de PCS mesurées sur les sites mis en service avant 2018 témoignent de la qualité des épurateurs installés.
- La parution de la loi EGAlim en octobre 2018 consacre le droit de raccorder les producteurs de biométhane situés hors zone de gaz, sous réserve de l'approbation des collectivités, et autorise les opérateurs de réseau à réaliser des investissements de renforcements nécessaires à l'augmentation des capacités d'accueil de biométhane. Un décret d'application est attendu en 2019.
- GRDF équipe désormais les sites de méthanisation avec un poste d'injection de 3^{ème} génération.
- Selon les besoins du producteur de biométhane, Teréga propose une offre locative du poste d'injection. Le montant de la redevance annuelle en a été diminué de 37 %.
- 40 % des coûts de raccordement d'une installation de production de biogaz peut désormais être pris en charge par les opérateurs de réseaux de transport, dans la limite de 400 k€.
- La longueur moyenne des raccordements des projets biométhane au réseau de distribution exploité par GRDF (maillages éventuels compris) est de 3 507 mètres pour un coût moyen constaté de 329 k€. Par rapport à 2017, la distance de raccordement des sites s'est accrue de 45 % tandis que le coût moyen de raccordement du mètre linéaire a été réduit de 2 % au profit des producteurs.

1. Retour d'expérience des sites qui injectent dans les réseaux de gaz naturel français

1.1. Bilan des injections

L'injection de biométhane dans les réseaux de gaz français poursuit sa bonne dynamique, passant de 82 GWh en 2015 à 215 GWh en 2016, puis à 408 GWh en 2017 et **714 GWh en 2018**, soit une progression de **76 %** entre 2017 et 2018 (voir graphique ci-dessous).

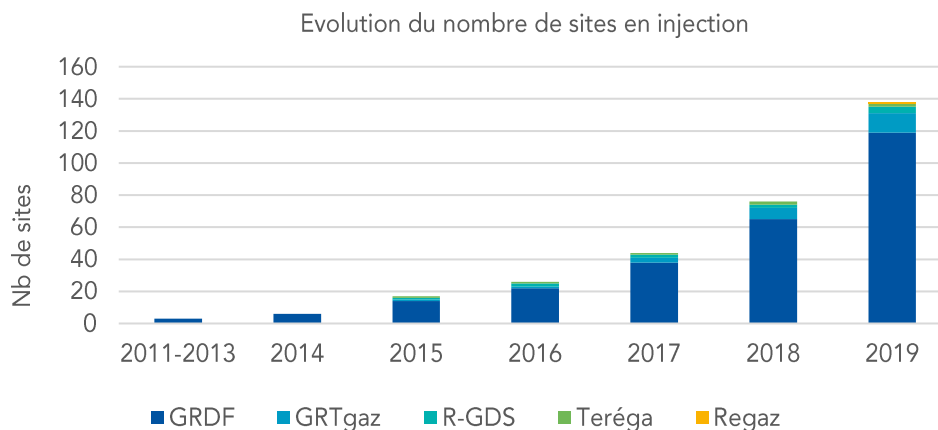


Au 31 décembre 2018, **76 sites injectent** du biométhane dans les réseaux de gaz contre 44 en 2017 ; soit un accroissement de 73 % du parc d'installations en un an :

- 65 sites sur le réseau de distribution exploité par GRDF
- 2 sites sur le réseau de distribution exploité par R-GDS
- 7 sites sur le réseau de transport de GRTgaz
- 2 sites sur le réseau de transport de Teréga

La capacité maximale annuelle d'injection du parc d'installations raccordées aux réseaux a atteint 1,2 TWh fin 2018 contre 682 GWh fin 2017. L'écart entre les quantités injectées et cette capacité de production installée s'explique par le fait qu'un certain nombre d'installations ont été mises en service sur le second semestre 2018.

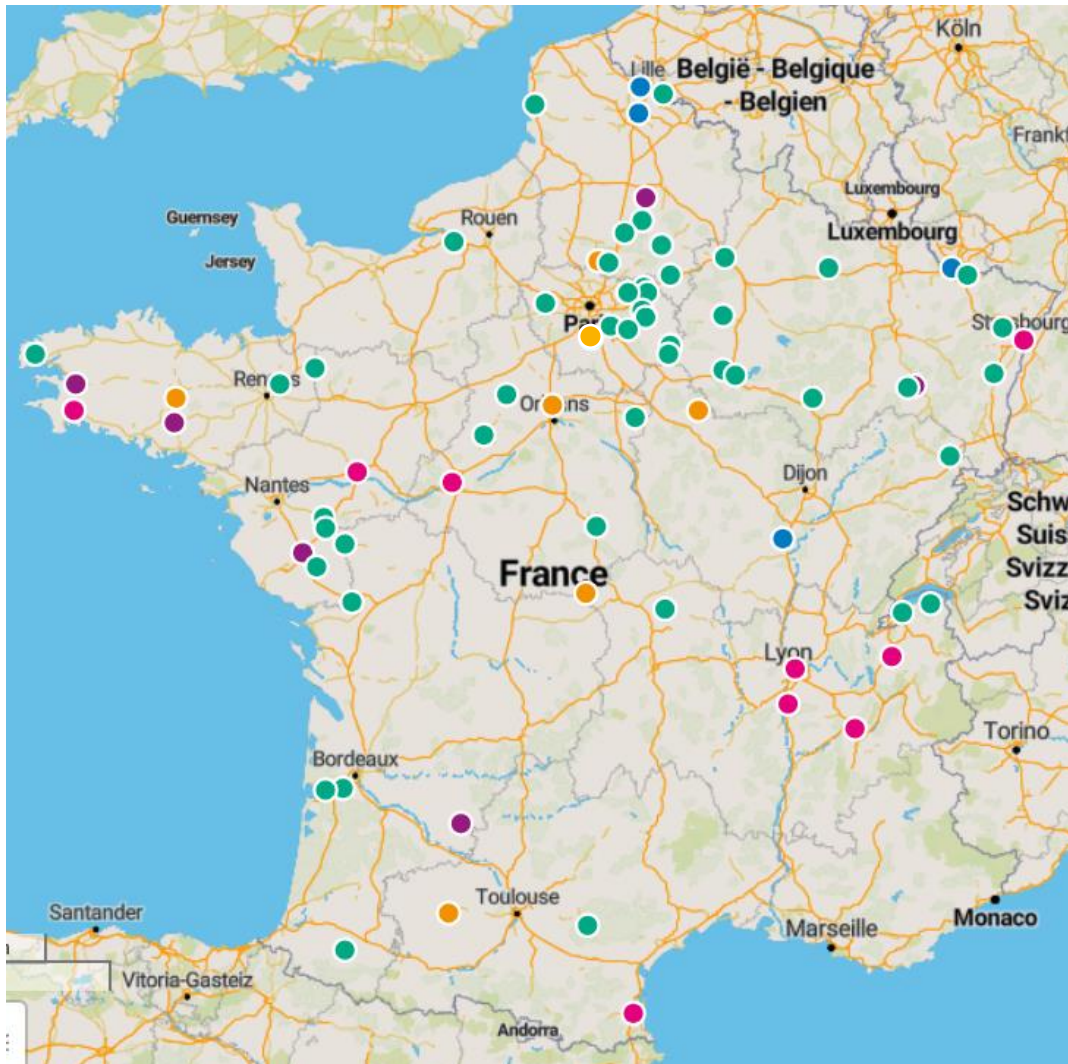
Fin 2019, environ **140 sites** devraient être en fonctionnement, tous réseaux de gaz confondus. REGAZ-Bordeaux réalisera sa première injection de biométhane avec le projet MEDOC BIOGAZ.



1.2. Typologie des sites qui injectent

Les 76 sites qui injectent du biométhane dans les réseaux de gaz français peuvent se répartir selon la typologie suivante :

- 51 sites agricoles dont 29 dits « autonome »² et 22 dits « territorial »³
- 5 sites industriels territoriaux³
- 4 sites de déchets ménagers et biodéchets
- 9 unités sur stations d'épuration
- 7 unités sur installations de stockage de déchets non dangereux



Source : www.opendata.reseaux-energies.fr

Légende :

- Agricole (autonome ou territorial)
- Station d'épuration (STEP)
- Industriel territorial
- Déchets ménagers et biodéchets
- Installation de stockage de déchets non dangereux (ISDND)

² Un site agricole est porté par un ou plusieurs exploitants agricoles ou par une structure détenue majoritairement par un ou plusieurs exploitants agricoles. Il est dit « autonome » lorsqu'il méthanise plus de 90 % de matières agricoles issues d'exploitations agricoles, et « territorial » lorsqu'il méthanise plus de 50 % (en masse) de matières issues de la ou des exploitations agricoles. Dans ce dernier cas, le site intègre également des déchets du territoire (industrie, STEP, autre).

³ Un site industriel territorial est porté par un développeur de projet ou par un ou plusieurs industriels. Il intègre des déchets du territoire (industrie, STEP, autre) et méthanise des matières issues ou non d'exploitations agricoles.

1.3. Analyse des données d'injection des sites de type agricole et industriel territorial

1.3.1. Quels sites traités dans la présente analyse ?

La présente analyse porte exclusivement sur les sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial. Les mix d'intrants de ces sites varient d'une installation à l'autre.

Les sites de déchets ménagers et biodéchets, les stations d'épuration urbaines ainsi que les installations de stockage de déchets non dangereux, qui répondent à la fois à des besoins de production d'énergie et de traitement des déchets, sont exclus de l'analyse car leur gouvernance et leur processus de décision diffèrent des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial.

L'analyse porte donc sur :

- **La montée en charge de 22 sites** de méthanisation de type agricole et industriel territorial, **mis en service en 2018**⁴

Sur les réseaux de distribution de gaz :

Bioénergie de Parvillers (Sempigny)
SARL Morel Energies (La Chapelle-Janson)
Centrale biogaz de Chantonnay (Chantonnay)
Centrale biogaz du Dunois (Marboué)
BIOMETHARN (Aiguefonde)
SAS Agri Gnvôge (Girancourt)
BLB GAZ (Saconin-et-Breuil)
CERTENERGIE (Audenge)
Fertioise (Coudun)
SAS Avel Energies (Milizac)
Agriberry Energie (Plaimpied-Givaudins)
Méthaniseur des 2 Vallées (Scherwiller)
SAS biogaz du Verdunois (Thierville-sur-Meuse)
Methabrie (Pommeuse)
Pot au Pin Energie (Cestas)
Bio méthane SEG La Séguinière
SAS Reims Biométhane (Cernay-les-Reims)

Sur les réseaux de transport de gaz :

La Monte Blanche (Fère-Champenoise)
Méthalayou (Préchacq-Navarrenx)
Gazteam Energie (Combrand)
Centrale Biogaz de Kasttelin (Châteaulin)
VITALIGAZ (Etréville)

- **Le fonctionnement stabilisé de 31 sites** de méthanisation de type agricole et industriel territorial **mis en service avant 2018** (liste en annexe 1)

28 sites sur les réseaux de distribution de gaz
3 sites sur les réseaux de transport de gaz

⁴ Les sites de Golbey, Naveil et Thoiry ont été sortis de l'analyse du fait de remontées de données peu significatives sur la période de montée en charge.

1.3.2. De quelles données dispose-t-on ?

Les données analysées sont de 3 types (cf. annexe 2) :

- Mesures de qualité du gaz réalisées en continu
- Données d'état du poste (vannes, dysfonctionnements de composants...)
- Données journalières de comptage

Que « voient » les opérateurs de réseaux, à partir de la mise en service de l'injection ?

- Les quantités injectées
- Les données des capteurs et analyseurs du poste d'injection
- Des coupures d'injection dues à l'amont (méthanisation et/ou épuration), au poste d'injection ou à des coupures d'électricité
- Des périodes d'observation après une coupure et avant la reprise de l'injection

Que « ne voient-ils pas » ou ne savent-ils pas distinguer ?

- Ce qui s'est passé en amont de la mise en service de l'injection du site (exemple : la montée en puissance de la biologie)
- Les causes d'une coupure de l'injection : procédé de méthanisation ou d'épuration ? coupure imprévue ou déclenchée ?
- Les causes d'une diminution du débit d'injection (exemple : diminution de la production).

1.3.3. Les débits d'injection contractualisés par les producteurs de biométhane

Chaque producteur de biométhane déclare une « **capacité maximale de production** » (**Cmax**) en préfecture, exprimée en Nm³/h, correspondant au débit horaire moyen d'injection de son installation. Cette capacité maximale de production conditionne le tarif minimum auquel va être acheté le biométhane. Elle offre également une souplesse d'injection dans les limites précisées ci-après.

■ Limites physiques :

- Le choix des compteurs : le calibre garantit les comptages dans une plage fixée de débits. Les compteurs peuvent être endommagés si les débits qui les traversent sont trop élevés.
- La saisonnalité des consommations : lorsque les consommations de l'antenne sont inférieures au débit de production, le producteur va stocker pendant quelques heures les quantités en surplus dans le ciel gazeux de son installation ou dans un stockage déporté, puis torchera les quantités excédentaires si la situation perdure. Si cette situation dure plus de quelques jours, on dit que la production est « saisonnalisée ».

Ces périodes sont décrites dans les études réalisées par les gestionnaires de réseaux en amont de la construction de l'installation (étude de faisabilité, étude détaillée et étude de dimensionnement pour GRDF et R-GDS, études préliminaires et études de faisabilité pour GRTgaz et Teréga). Ces études comparent le débit projeté par le porteur de projet et les consommations de gaz des une, deux ou trois dernières années sur la zone considérée. Côté Transporteurs, la capacité de stockage « tampon » du réseau est également considérée dans les études afin d'augmenter la capacité d'injection dans le réseau.

■ Limite contractuelle :

Le producteur doit respecter les termes du contrat d'achat qu'il a signé avec son acheteur de biométhane. Le débit mensuel moyen⁵ de l'installation est calculé chaque mois sur la base du débit d'injection de biométhane mesuré en continu. Si ce débit mensuel est inférieur ou égal au débit défini contractuellement, l'acheteur s'engage à rémunérer le producteur en fonction de l'énergie totale injectée dans le mois et du tarif d'achat sur la base duquel le contrat a été signé.

⁵ Le débit mensuel moyen d'un site, exprimé en m³(n)/h, est défini comme étant le rapport entre la quantité de biométhane injecté sur le réseau de gaz dans un mois calendaire et le nombre d'heures d'injection dans ce mois.

Si le débit mensuel moyen est supérieur au débit contractualisé, l'énergie correspondant au débit cible⁶ est toujours achetée au tarif d'achat en vigueur. L'énergie injectée en supplément est rémunérée à un tarif dit « de dépassement » préalablement convenu entre le producteur et l'acheteur.

Les conditions générales d'achat du biométhane précisent qu'en cas de dépassement durant trois mois ou plus dans une année civile, le producteur doit notifier au préfet une nouvelle capacité maximale de production au moins égale à la moyenne des débits mensuels moyens des mois de dépassement.

Ce supplément de capacité est inscrit dans le registre des capacités en dernière position de la file d'attente et est alloué s'il reste des capacités disponibles. Dans le cas contraire, il est inscrit comme reliquat et est alloué si les consommations se développent sur la zone ou si les projets d'injection inscrits avant la demande réduisent leur demande ou abandonnent leur place. Il s'accompagne d'un recalage du tarif d'achat.

☛ **À retenir :**

- ✓ Le producteur de biométhane peut faire fluctuer son débit d'injection à la hausse ou à la baisse afin d'injecter les volumes que lui autorise son Cmax. En cas de contrainte ou de maintenance programmée sur certains jours du mois, il peut donc « se rattraper » en injectant un peu plus les autres jours du mois pour atteindre un débit mensuel moyen égal à son Cmax.

1.4. Montée en charge des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial mis en service en 2018

Vingt-deux sites de méthanisation, mis en service entre janvier et décembre 2018, font l'objet de notre analyse. La montée en charge des sites est analysée au regard de la quantité de biométhane injecté chaque jour pendant une période donnée suivant la mise en service de l'installation. En l'occurrence, l'analyse porte sur les trois premiers mois de l'activité des sites ou sur une durée inférieure si le site a été mis en service après le 1^{er} octobre 2018.

Les situations pour lesquelles le débit d'injection est réduit ou nul correspondent principalement à :

- Une défaillance de la chaîne de production/épuration prise en compte par les taux de disponibilité des matériels en-deçà desquels des compensations financières sont généralement prévues⁷,
- Une défaillance du poste d'injection (odorisation, mécanique, contrôle de la qualité du biométhane, automate) prise en compte par le taux de disponibilité du poste d'injection⁸ en-deçà duquel des compensations financières sont prévues,
- Une coupure d'alimentation électrique,
- La période « d'observation » qui suit une interruption de l'injection avant la réouverture de la vanne d'injection (par exemple pour non-conformité de la qualité du biométhane).

Pour les sites saisonnalisés, lorsque le débit d'injection est trop élevé, la pression dans le réseau de gaz augmente et l'injection diminue ou est interrompue. Elle reprend automatiquement lorsque la pression redevient conforme.

1.4.1. Analyse des débits journaliers des sites

Les débits journaliers d'injection des sites sont représentés en annexe 3.

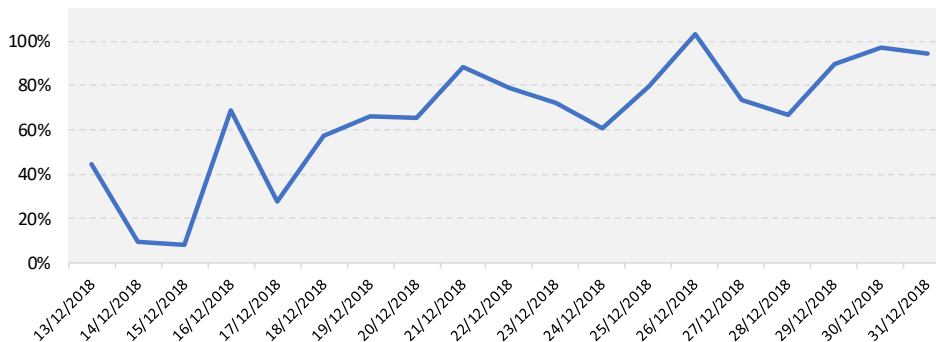
La montée en puissance d'un site est appréciée au regard du rapport entre l'énergie journalière injectée et l'énergie théorique journalière correspondant à sa capacité maximale de production.

⁶ Débit pour lequel le tarif d'achat a été calculé et l'opérateur de réseau garantit une capacité d'injection.

⁷ En pratique, les taux de disponibilité se situent entre 95 % et 98 % pour les méthaniseurs et épurateurs

⁸ Fixé à 95 %

Exemple de représentation pour un site de type agricole :



☛ Résultats :

- ✓ La montée en charge est rapide pour 10 sites (n°1, 5, 6, 7, 8, 9, 13, 14, 17, 22)
- ✓ 7 sites (n°5, 6, 8, 9, 14, 15, 17) ont demandé une augmentation de leur Cmax
- ✓ 3 sites (n°10, 18, 21) ont réservé une Cmax importante pour bloquer une capacité d'injection à venir
- ✓ 1 site (n°11) a été mis en service avant que la biologique du méthaniseur ne soit effective
- ✓ 2 sites (n°3, 4) ont été mis sous contrainte au niveau de leurs approvisionnements et ont vu leur montée en charge impactée par des variations d'intrants
- ✓ 4 sites (n°12, 16, 19, 20) ont rencontré des difficultés dans la prise en main de leur équipement
- ✓ 1 site (n°2) est monté très doucement en charge en 2018 et a atteint son débit cible en 2019

1.4.2. Taux d'injection effective des sites

La fiabilité du processus de Méthanisation-Epuration-Injection d'une installation peut se mesurer au regard de son taux d'injection effective, à savoir du rapport entre l'énergie réellement injectée pendant la période de montée en charge analysée et l'énergie théorique correspondant au débit moyen d'injection du site.

Le détail des résultats est présenté en annexe 4.

☛ Résultats :

- ✓ Un grand nombre de sites atteignent ou dépassent les $\frac{2}{3}$ de leur régime nominal en moins de trois mois.
- ✓ 4 sites (n°9, 13, 14, 17) atteignent un taux d'injection effective proche de leur débit Cmax, déduction faite des trois 1^{ères} semaines d'injection.
- ✓ 19 jours suffisent au site n°1 pour maîtriser le procédé de méthanisation et injecter à 66 % de sa capacité maximale de production
- ✓ 3 sites (n°10, 18 et 21) ayant réservé une Cmax importante n'injectent respectivement qu'à 40 %, 43 % et 33 % de leur capacité

1.5. Fonctionnement des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial mis en service avant 2018

1.5.1. Quantités mensuelles injectées et Taux d'injection effective

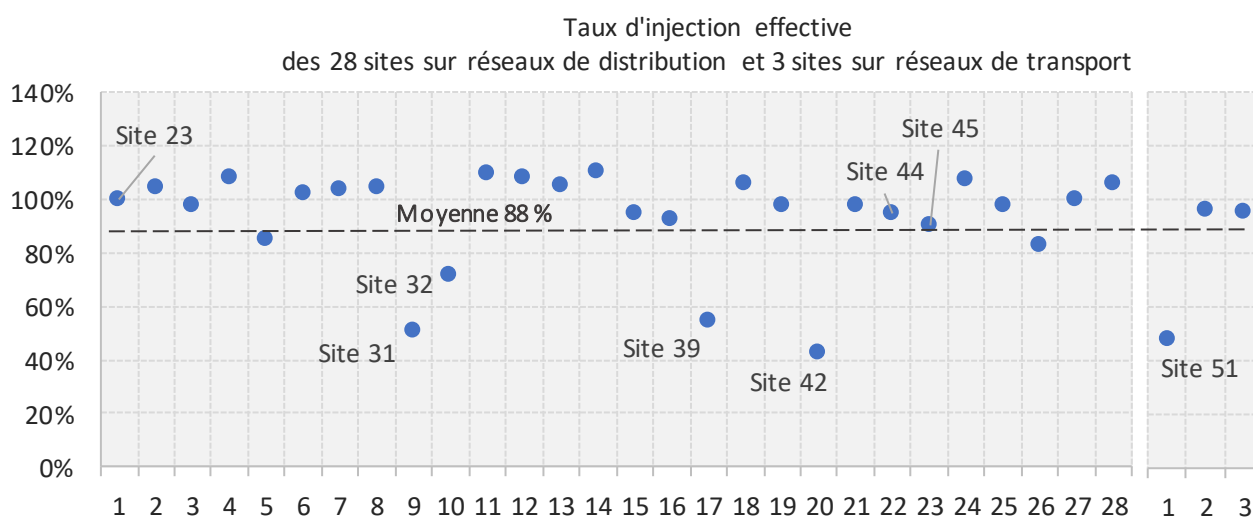
Trente-et-un sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial ont été mis en service jusqu'au 31 décembre 2017, tous réseaux de gaz confondus.

L'annexe 5 représente les quantités mensuelles injectées rapportées à l'énergie théorique mensuelle correspondant aux débits Cmax des sites. Pour la majorité des sites, le débit mensuel moyen se situe légèrement en dessous ou dépasse le débit cible.

Trois sites montrent des variations de débit en juin (site n°44), août (site n°45) et septembre (site n°23) sans que cela n'affecte leur taux annuel d'injection effective (respectivement de 94 %, 90 % et 100 %). Ces variations sont dues à des opérations de travaux ponctuels sur l'installation.

Seuls cinq sites affichent une injection mensuelle réellement inférieure au prévisionnel théorique, essentiellement dû à la réservation d'une Cmax importante pour bloquer une capacité d'injection à venir.

Le taux annuel d'injection effective de chaque site est précisé en annexe 6 et représenté ci-dessous.



☛ Résultats :

- ✓ Le taux annuel moyen d'injection des sites de méthanisation de type agricole est de **95 %**, tous réseaux de gaz confondus. Il est de **88 %** pour les sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial, tous réseaux de gaz confondus.
- ✓ Les taux annuels d'injection sont élevés pour la plupart des sites, se situant bien au-dessus de la moyenne : 24 sites injectent à hauteur ou de manière supérieure à 90 % de leur débit Cmax dont 14 sites qui dépassent leur débit nominal

1.5.2. Le pouvoir calorifique supérieur

Le Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS) est la quantité d'énergie, exprimé en kWh, contenue dans chaque m³ de biométhane. Il doit rester compris dans des limites fixées par les dispositions règlementaires en vigueur :

- 9,5 à 10,5 kWh/Nm³ pour une injection en zone de Gaz B⁹

⁹ Le gaz B, pour « Bas pouvoir calorifique », se distingue par sa teneur élevée en azote qui le rend plus « pauvre ». Il provient essentiellement des Pays Bas et il est distribué dans le nord de la France.

- 10,7 à 12,8 kWh/Nm³ pour une injection en zone de Gaz H¹⁰

En 2018, la moyenne des PCS des 28 sites de méthanisation mis en service avant 2018 et injectant dans les réseaux de distribution de gaz, est de :

- **10,03 kWh/Nm³** en zone de gaz B (sur réseau exploité par GRDF uniquement)
- **10,81 kWh/Nm³** en zone de gaz H

En 2018, la moyenne des PCS des 3 sites de méthanisation mis en service avant 2018 et injectant dans les réseaux de transport de gaz, est de :

- **10,88 kWh/Nm³**

☛ Résultats :

- ✓ Les producteurs continuent d'ajuster au mieux le pouvoir calorifique supérieur du biométhane produit selon un compromis qui consiste à économiser leur système d'épuration (matériel et consommable) tout en restant dans les limites des spécifications.

1.6. La disponibilité des postes d'injection des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial

L'injection de biométhane dans les réseaux de gaz se fait par l'intermédiaire de l'installation d'injection où le biométhane est odorisé et contrôlé. Les opérateurs de réseaux s'engagent contractuellement vis-à-vis des producteurs de biométhane sur une disponibilité minimum de 95 % du poste d'injection.

L'indisponibilité d'un poste d'injection se calcule au regard de la durée pendant laquelle il n'injecte pas alors qu'il le devrait : c'est la durée totale des coupures d'injection pour lesquelles les paramètres mesurés en entrée de poste (qualité du gaz, température, pression, débit) sont conformes aux exigences du contrat d'injection.

Dans la présente analyse, nous prenons en compte :

- Les défauts des analyseurs dans le poste : chromatographes (pannes, manque de gaz vecteur...), capteurs divers,
- Les problèmes d'odorisation (panne, odorisation hors des spécifications) lorsqu'elle est sous la responsabilité des gestionnaires de réseaux,
- Le temps de « stabilisation » de la qualité du biométhane après une non-conformité imputable aux gestionnaires de réseaux (période imposée contractuellement par les gestionnaires de réseaux entre le moment où le gaz est redevenu conforme et l'ouverture de la vanne d'injection).

Ne sont pas considérées comme des indisponibilités :

- Les interventions programmées portées à la connaissance des gestionnaires de réseaux,
- Les coupures d'injection qui résultent d'une mauvaise qualité du gaz (PCS, teneur en eau, autres composés),
- Les coupures d'injection qui résultent d'un mauvais fonctionnement des ouvrages sous la responsabilité du producteur.

Les taux de disponibilité annuels des postes d'injection figurent en annexe 7.

☛ Résultats :

- ✓ La disponibilité annuelle moyenne des postes d'injection est de **98,33 %**, pour les sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial, tous réseaux confondus. Elle est de **98,28 %** pour les sites de méthanisation de type agricole.
- ✓ Les taux de disponibilité des postes d'injection sont très bons, se situant entre 95 % et 98 % pour 14 sites et au-dessus de 98 % pour les 37 sites.

¹⁰ Le gaz H, pour « Haut pouvoir calorifique », est distribué sur le reste du territoire et provient principalement de la mer du Nord, de la Russie, de l'Algérie...

2. Retour d'expérience sur la filière

2.1. Une offre diversifiée en matière d'épuration

Le biogaz produit doit être épuré pour pouvoir être injecté dans les réseaux de gaz. Le tableau ci-dessous présente les technologies d'épuration et fabricants retenus sur les 76 sites de méthanisation en injection.

<p>Perméation (tamis moléculaire)</p>	<p>Sysadvance</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ SEMAVERT (Vert-le-Grand)
<p>Perméation (séparation membranaire)</p>	<p>Air Liquide Advanced Technology (ALAT)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Bioénergie de la Brie (Chaumes-en-Brie) ○ Biovilleneuveois (Villeneuve-sur-Lot, réseau Teréga) ○ ECOCEA (Chagny, réseau GRTgaz) ○ Gâtinais Biogaz (Château-Renard) ○ Méthavalor (Morsbach) ○ Méthavos (Sarreguemines) ○ Norske Skog 1 (Golbey) ○ Pot Au Pin Energy (Cestas) <p>EnviTec Biogas</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Fertioise (Coudun) ○ Valois Energie (Senlis) ○ VITALIGAZ (Etréville, réseau GRTgaz) <p>Hitachi Zozen Inova (HZI)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ BD Biométhane (Barberey St Sulpice) ○ BLD GAZ (Saconin-et-Breuil) ○ Biogaz Meaux (Chauconin Neufmontier) ○ Brie Biogaz (Brie Comte Robert) ○ Certenergie (Audenge) ○ La Bassée Biogaz (Noyen-sur-Seine, réseau GRTgaz) ○ La Monte Blanche (Fère-Champenoise, réseau GRTgaz) ○ Methabrie (Pommeuse) ○ SAS Agri Metha Energy (Saints) ○ SAS Reims Biométhane (Cernay-les-Reims) <p>Prodeval</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Bioénergie de Parvillers (Sempigny) ○ Centrale biogaz du Dunois (Marboué) ○ GAEC du Champ Fleury (Liffré) ○ Méthachrist (Woellenheim, réseau R-GDS) ○ MEUVELHEC (Veigy-Foncenex) ○ SARL Panais Energie (Thennelières) ○ SAS Agri Gnôge (Girancourt) ○ SAS Avel Energies (Milizac) ○ SAS Biogaz du Verdunois (Thierville) ○ SAS Morel Energies (La Chapelle-Janson) ○ SAS Thoiry Bioénergie (Thoiry) ○ SCEA des Longchamps (Andelnans) ○ Sioule Biogaz (St Pourçain-sur-Sioule) ○ STEP Angers ○ STEP Aquapole (Fontanil Cornillon) ○ STEP Corniguel (Quimper) ○ STEP Feysinne (Villeurbanne) ○ STEP Sila (Annecy)

	<p>Vorwek-AgriKompt</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Agrifyl (Chaumont) <p>Arol Energy</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ STEP VIENNAGGLO (Reventin-Vaugris) <p>Clarke Energy</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ STEP Rivière (Perpignan) <p>Eisenmann</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ BioValsan (Strasbourg, réseau R-GDS) <p>HoSt</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ STEP Tours+ (La Riche) ○ Vol-V Centrale Biogaz du Vermandois (Epeville) <p>MT Energy</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Bio'Seine (Méry-sur-Seine) ○ Létang Biogaz (Sourdun 1) ○ O'Terres Energies (Ussy-sur-Marne)
<p>Adsorption (PSA pour « pressure swing adsorption »)</p>	<p>Carbotech (groupe Wiessmann)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Létang Hoche Biogaz (Epaux Bezu) <p>ETW-RYTEC</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Méthaniseur des 2 Vallées (Scherwiller) <p>Smack Biogaz Viessmannl</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Létang Biogaz Sourdun 2 <p>VerdeMobil</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Agribiométhane (Mortagne-sur-Sèvre) ○ Biometharn (Aigüefonde) ○ Centrale biogaz de Quimper ○ Centrale biogaz de Chantonay ○ Centrale biogaz de Kasttelin (Châteaulin, réseau GRTgaz) ○ Gazteam Energie (Combrand, réseau GRTgaz) ○ Locminé (Liger) ○ SAS Méthabiogaz (Benet) ○ SAS Méthabraye (Naveil) <p>Xenex</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Bioioie (Les Essarts, réseau GRTgaz)
<p>Absorption</p>	<p><u>Lavage aux amines :</u></p> <p>Arol Energy</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Terragr'Eau (Vinzier) <p><u>Lavage à l'eau :</u></p> <p>Greenlane</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ CVO (Lille Séquedin) ○ SYMEVAD (Hénin-Beaumont) <p>Chaumeca *</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Agriberry Energie (Plainpied) ○ Biogaz Pévèle (Wannehain) ○ Biométhane SEG La Séguinière ○ Le Pré du Loup Energie (Saint-Josse) ○ Méthalayou (Préchacq-Navarrenx, réseau Teréga)

Cryogénie	Waga Energy <ul style="list-style-type: none"> ○ ISDND St Maximin ○ ISDND St Florentin ○ ISDND WAGA Saint Palais ○ ISDND WAGA Chevilly Suez (Chevilly) ○ Trigone (Pavie) ○ SUEZ RV (Gueltas)
------------------	---

* L'entreprise Chaumeca est en procédure de redressement judiciaire depuis octobre 2018. La poursuite de l'activité de l'entreprise sur le marché de la biométhanisation se fera au travers de repreneurs potentiels.

☛ **Résultats :**

- ✓ Toutes les techniques d'épuration mises en œuvre fournissent un biométhane conforme aux spécifications exigées par les opérateurs de réseaux.
- ✓ L'offre d'épurateurs reste diversifiée en termes de fournisseurs et de technologies. On note une forte pénétration des technologies membranaires qui équipent 64 % des sites. Viennent ensuite l'adsorption (17 %), l'absorption (11 %) et la cryogénie (8 %).

2.2. Augmentation des débits d'injection des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial

Lorsqu'un producteur demande une augmentation de sa capacité maximale d'injection, les quantités injectées par l'installation augmentent mais le tarif d'achat de son biométhane baisse. La dynamique actuelle de développement des projets incite les futurs producteurs à anticiper la capacité d'injection de leurs sites à terme.

Ce faisant, plusieurs producteurs ont demandé une augmentation de la capacité d'injection de leur site dès le début afin d'assurer une montée en puissance progressive de l'installation.

☛ **Résultats :**

- ✓ 15 sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial mis en service depuis novembre 2017 ont demandé ou vont demander à court-terme une augmentation de leur capacité d'injection

3. Les évolutions législatives, financières et techniques au service de la rentabilité des projets

Ce chapitre permet de faire le point sur les actualités 2018 ainsi que les différents aspects des offres des opérateurs de réseaux qui impactent la rentabilité des projets.

3.1. L'instauration d'un droit à l'injection de biométhane

L'année 2018 a été marquée par l'instauration d'un droit à l'injection de biométhane, résultat d'une réflexion de l'ensemble des acteurs et des groupes de travail Méthanisation et Injection.

Entériné par la loi EGAlim¹¹ promulguée le 1^{er} novembre 2018, le droit à l'injection vise à faciliter le raccordement des installations de production de biométhane aux réseaux de gaz naturel et le renforcement des réseaux de gaz à un coût maîtrisé.

Grâce à la mise en place de ce droit, les projets de méthanisation situés dans des zones dynamiques mais contraints dans leur injection par la typologie du réseau pourront désormais injecter la totalité de leur production, sous réserve d'acceptabilité économique des travaux nécessaires.

Les opérateurs de réseaux travaillent sur la mise en place du cadre technique (conditions nécessaires pour un rebours, prise en compte dans le processus actuel, prescriptions techniques et dimensionnement des installations). Les renforcements de réseaux seront élaborés conjointement entre tous les opérateurs de réseaux de gaz, pour assurer des renforcements optima à un coût maîtrisé pour les porteurs de projet et la collectivité.

☛ A retenir :

- ✓ Un décret à venir en 2019 permettra de disposer du cadre réglementaire déterminant les conditions de déclenchement des investissements ainsi que les modalités de recouvrement des coûts induits par ces renforcements
- ✓ Un travail étroit entre les opérateurs de réseaux gaziers sera nécessaire pour identifier les renforcements prioritaires à réaliser sur les prochaines années.

3.2. Le prix du service d'injection

Le prix du service d'injection de biométhane est précisé dans le catalogue de prestations¹² de chaque opérateur de réseau.

Chez les opérateurs de réseaux de distribution (GRDF et R-GDS), le service d'injection de biométhane intègre la location du poste d'injection, son installation et sa mise en service, le maintien en conformité du poste d'injection, le développement du système d'information inhérent à l'injection de biométhane, l'exploitation du réseau aval dans lequel le biométhane est injecté et le renouvellement du poste d'injection en fin de vie. Cette prestation est facturée mensuellement (R-GDS) ou trimestriellement (GRDF).

Chez les opérateurs de réseaux de transport (GRTgaz, Teréga), la prestation d'injection intègre la pose et le montage in situ du poste d'injection, la pose de l'unité d'odorisation, la pose des équipements de

¹¹ Loi n°2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous

¹² Les catalogues de prestations sont élaborés conformément aux principes définis par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) en application des articles L.452-2 et L.452-3 du Code de l'énergie, et sont accessibles en ligne :
<https://www.grdf.fr/documents/10184/0/catalogue-prestations.pdf/da0c1b5d-ebc5-4c44-abc7-f7a11e973176>
<https://r-gds.fr/tous-nos-documents/Catalogue-des-prestations/>
<https://www.regaz.fr/referentiel-documentaire/referentiel-documentaire/grd/catalogue-prestations-regaz-au-01-07-2018.html>
<http://www.grtgaz.com/fileadmin/clients/documents/fr/Catalogue-prestations-Clients-janvier2019.pdf>
https://www2.terega.fr/fileadmin/Nos_offres/Raccordement/Catalogue_des_prestations/Catalogue_des_Prestations_Terega.pdf

contrôle de qualité du biométhane (chromatographes), de comptage transactionnel télérelevé, la mise en gaz et la mise en service du poste. Cette prestation est forfaitisée dans le cas d'une installation « de base¹³ » et sur devis dans les autres cas. Elle s'accompagne d'une prestation complémentaire d'exploitation et de maintenance facturée sous forme de redevance annuelle.

Selon les besoins du producteur de biométhane, Teréga propose également une offre locative du poste d'injection. Le montant de la redevance annuelle en a été **diminué de 37 %**.

☛ **À retenir :**

- ✓ Conformément à leur modèle d'activité, les prix des prestations des opérateurs de réseaux de distribution de gaz sont fixés ex ante par la CRE et audité ex post
- ✓ Les opérateurs de réseaux de transport améliorent leurs offres pour offrir de la souplesse financière au profit des producteurs de biométhane.

3.3. Evolutions des coûts de raccordement aux réseaux de gaz

3.3.1. Prise en charge partielle des coûts de raccordement par les opérateurs de réseaux

Jusqu'alors pris en charge intégralement par les producteurs de biométhane, les coûts de raccordement pouvaient freiner la concrétisation de projets de méthanisation situés dans des zones très peu urbanisées et donc à une certaine distance des réseaux de gaz.

Depuis le 12 janvier 2019, un arrêté¹⁴ ouvre la possibilité aux opérateurs de réseaux de transport de prendre en charge 40 % des coûts de raccordement des installations de production de biogaz, dans la limite de 400 000 euros, aux réseaux de transport de gaz. Les coûts de raccordement s'entendent des coûts du branchement et des coûts du poste d'injection.

Ce taux de prise en charge, exclusion faite de la limite des 400 000 euros, est identique à celui accordé aux opérateurs de réseaux publics de distribution de gaz par l'arrêté du 30 novembre 2017¹⁵, pris en application de la loi n°2017-227 du 24 février 2017.

La prise en charge d'une partie des coûts de raccordement par les opérateurs de réseaux de gaz devrait permettre à davantage de projets de méthanisation de se concrétiser sur le territoire métropolitain.

☛ **À retenir :**

- ✓ 90 % du potentiel de production de biométhane étant d'origine agricole, cette mesure rend la méthanisation plus accessible à de nombreux agriculteurs éloignés des réseaux de gaz.

3.3.2. Optimisation des coûts de raccordement aux réseaux exploités par GRDF

GRDF travaille avec son panel fournisseurs de travaux pour adapter les marchés aux spécificités des chantiers de raccordement pour l'injection du biométhane : travaux de grandes longueurs en milieu rural, afin de proposer des services de qualité au meilleur coût. Par exemple, des technologies de type « trancheuse » sont particulièrement adaptées à ce type de chantier.

Le bilan actuel des projets du portefeuille de GRDF montre que la longueur moyenne des raccordements des projets biométhane au réseau de distribution (maillages éventuels compris) est **3 507 mètres** pour un coût moyen constaté de **329 k€** (contre 229 k€ pour 2 403 mètres en 2017 et 146 k€ pour 1 156 mètres en 2016).

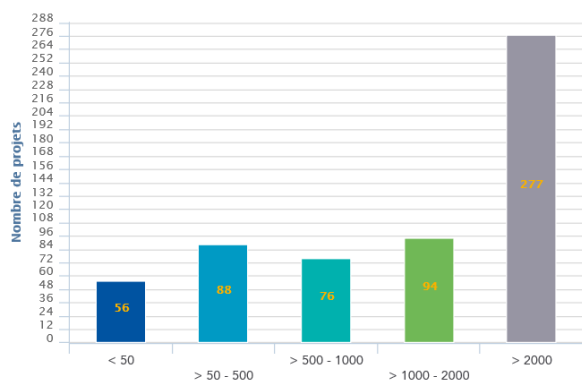
¹³ Critères du cas de base : un poste d'injection de débit $\leq 800 \text{ Nm}^3/\text{h}$, un branchement court inférieur à 100 mètres, une situation hors environnement urbain, pas de construction d'ouvrages spéciaux (passage de rivière, de voie ferrée, etc.) ni d'installation d'équipements spécialisés, une absence de Déclaration d'Utilité Publique

¹⁴ Source : <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2019/1/10/TRER1825627A/jo/texte/>

¹⁵ Source : <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2017/11/30/TRER1708059A/jo/texte/>

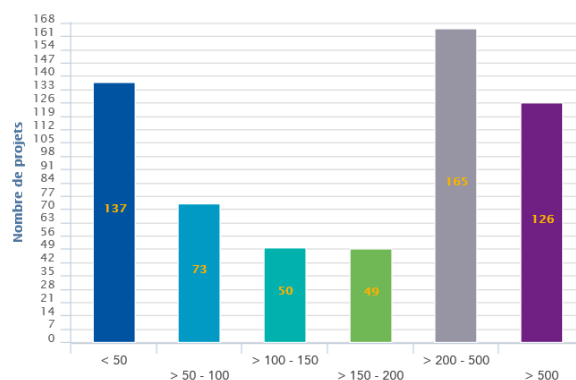
Longueur de raccordement (m)

591 projets pris en compte Moyenne : 3507m



Coût de raccordement (k€)

600 projets pris en compte Moyenne : 329k€



À retenir :

- ✓ Le coût moyen du raccordement au réseau de distribution exploité par GRDF est de **93 €/ml** contre 95 €/ml en 2017 et 126 €/ml en 2016 ; soit **une réduction de 2 %** entre 2017 et 2018

3.4. Evolutions des prestations techniques des opérateurs de réseaux

3.4.1. Déploiement généralisé des postes d'injection de 3^{ème} génération par GRDF

Les premiers postes d'injection de 3^{ème} génération ont été mis en service courant 2018. Ils intègrent des modifications majeures visant à optimiser le fonctionnement global de l'installation d'injection et à favoriser l'injection dans le réseau, notamment :

- L'ajout d'un organe de régulation pour limiter les variations brutales de pression et de débit qui perturbent le bon fonctionnement de l'installation,
- Une alimentation électrique sans interruption : afin de s'affranchir des coupures brèves et des microcoupures, un onduleur d'une autonomie de 20 minutes permet de maintenir le système alimenté le temps de la coupure, évitant ainsi les interruptions d'injection de biométhane dues à la fragilité de l'alimentation électrique,
- L'intégration native d'un équipement de télé exploitation des postes d'injection dans l'armoire électrique.

Ces évolutions ont été partagées avec les bureaux d'études et les fabricants de systèmes d'épuration pour permettre la bonne intégration de ces nouvelles technologies.

3.4.2. Des améliorations notables sur la maintenance des postes d'injection au service des producteurs

Les actions lancées par GRDF pour améliorer la maintenance des postes d'injection se sont poursuivies.

Un audit réalisé par l'entité de Recherche & Développement et d'Innovation (RICE) de GRTgaz a permis de mesurer la progression et les effets du **plan d'actions « Chromatographes »** lancé par GRDF.

Les conclusions de cet audit montrent des améliorations sur :

- La disponibilité des chromatographes, liée à la mise en place de nouveaux firmwares,
- La traçabilité des informations relatives au fonctionnement des chromatographes. Cette traçabilité permettra de capitaliser les retours d'expérience réalisés dans le cadre de dysfonctionnements potentiels et d'engager des actions correctrices avec efficacité,
- La lisibilité des rapports métrologiques à disposition dans les postes d'injection,

- La montée en compétences des techniciens de GRDF sur le paramétrage des chromatographes et le diagnostic de l'origine des dysfonctionnements éventuels.

Fin 2018, les opérateurs de réseaux ont convenus lors du sous-GT Technique Inter-Opérateurs de partager leurs retours d'expérience sur les dysfonctionnements des chromatographes de manière à faciliter le diagnostic des éventuels dysfonctionnements.

Concernant le **plan de progrès « Odorisation »**, la mise en place expérimentale de capteurs sur le fût THT, permettant de connaître le niveau de remplissage de celui-ci, suit son cours. L'ensemble des postes d'injection en sera équipé à fin 2019. Les formations, les modes opératoires pour le changement de fût THT et la maintenance des systèmes d'odorisation ainsi que la mise à disposition d'un stock de pièces de rechanges permettent d'ores et déjà une meilleure disponibilité du système d'odorisation.

Enfin, s'agissant de **l'exploitation et la maintenance des postes**, un nouveau code automate a été mis en place en décembre 2018 afin de sécuriser l'injection de biométhane sur le réseau de distribution. Les alarmes du chromatographes, inhibées lors d'une intervention pour maintenance d'un poste d'injection, sont dorénavant automatiquement réactivées par le code automate à l'issue d'une durée de 30 mn.

Afin d'assurer des délais d'intervention plus rapides et un coût d'intervention optimisé pour les producteurs de biométhane, la maintenance partagée continue d'être mise en place progressivement avec les prestataires. Au sein de cette maintenance partagée, GRDF traite la maintenance de la partie « mécanique » du fonctionnement des postes d'injection (détente, comptage, etc.). La maintenance du chromatographe, de l'odorisation et de l'automate reste, elle, effectuée par les prestataires.

3.4.3. L'injection de biométhane porté est désormais une réalité

L'injection de biométhane porté est une solution envisageable pour connecter des unités de méthanisation, distantes des réseaux de distribution de gaz ou dans l'incapacité d'injecter du fait d'un réseau saturé, à un point d'injection mutualisable dénommé « Hub réseau ».

Le transport du biométhane jusqu'à l'installation d'injection se fait par la route, après liquéfaction ou compression du gaz, dans les conditions suivantes :

- Liquéfaction à basse pression (1 à 3 bar / -160°C) ou haute pression (15 bar / -115°C)
- Compression (250 à 300 bar)

L'injection de biométhane porté sur le réseau de gaz exploité par GRDF est devenue une réalité en 2018 avec la mise en service du site de Méthabraye. Elle constitue une technologie qui pourra permettre aux sites très éloignés des réseaux de gaz de valoriser leurs déchets agricoles en biométhane injecté.

L'exploitant témoigne de son expérience dans une vidéo : www.youtube.com/watch?v=1Rurf8Pt7t4

Conclusions

La plupart des sites de type agricole et industriel territorial fonctionnent bien et le débit projeté est généralement atteint et maintenu sauf opération de maintenance ou problème ponctuel (notamment d'intrants).

Un grand nombre de producteurs de biométhane dont l'installation a été récemment mise en service ont demandé ou vont demander une augmentation de leur capacité maximale d'injection, signe indiscutable de leur confiance dans la valeur ajoutée de la méthanisation.

Le dynamisme de la filière est bien réel. A fin 2018, les 661 projets inscrits dans le registre de gestion des capacités d'injection représentent une capacité maximale cumulée de 14 TWh par an ; soit 6 TWh de plus qu'à fin 2017.

Dans l'attente de la parution du décret fixant le cadre réglementaire relatif au droit à l'injection, les opérateurs de réseaux continuent de développer des solutions techniques permettant de maximiser les

quantités injectées: l'expérimentation de rebours sur trois zones géographiques, l'injection de biométhane portée.

Les offres des opérateurs ont également évolué avec la prise en charge partielle des coûts de raccordement par les opérateurs de réseaux de transport, la diminution du prix du service d'injection de Teréga, l'optimisation des coûts de raccordement de GRDF et la poursuite des plans d'actions de progrès sur les chromatographes et l'odorisation.

Alors que le Gouvernement vient de publier le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie qui fixe une feuille de route précise pour chaque filière, une étude publiée par ENEA Consulting identifie des leviers de compétitivité qui pourraient permettre de baisser les coûts de production du biométhane de 30 % d'ici à 2030.¹⁶

Une part importante des gains de compétitivité et de réduction de coûts associés pourra se concrétiser à travers la diffusion de bonnes pratiques et la montée en puissance d'une filière industrielle française en cours de structuration.

¹⁶ ENEA Consulting : *Renforcer la compétitivité de la filière biométhane française : De nombreux leviers activables à court et moyen termes.*

ANNEXE 1 : Liste des sites qui injectent au 31/12/2018

Nom du site	Typologie de site	Opérateur de réseau	Mise en service
WAGA CHEVILLY SUEZ (Chevilly)	ISDND	GRDF	20/12/2018
Bioénergie de Parvillers (Sempigny)	Agricole territorial	GRDF	13/12/2018
STEP Feyssinne (Villeurbanne)	STEP	GRDF	11/12/2018
SARL Morel Energies (La Chapelle-Janson)	Agricole autonome	GRDF	04/12/2018
SUEZ RV (Gueltas)	ISDND	GRDF	13/11/2018
WAGA Saint-Palais (Saint-Palais)	ISDND	GRDF	06/11/2018
La Monte Blanche (Fère-Champenoise)	Agricole territorial	GRTgaz	31/10/2018
Gazteam Energie (Combrand)	Agricole territorial	GRTgaz	18/10/2018
Méthalayou (Préchacq-Navarrenx)	Agricole territorial	Teréga	16/10/2018
Centrale biogaz de Chantonay	Agricole territorial	GRDF	24/09/2018
Centrale biogaz du Dunois (Marboué)	Agricole autonome	GRDF	10/09/2018
MED STEP Rivière (Perpignan)	STEP	GRDF	14/08/2018
BIOMETHARN (Aiguefonde)	Agricole autonome	GRDF	07/08/2018
SEMAVERT (Vert-le-Grand)	ISDND	GRDF	02/08/2018
BLB GAZ (Saconin-et-Breuil)	Agricole autonome	GRDF	26/07/2018
SAS Agri Gnvôge (Girancourt)	Agricole territorial	GRDF	26/07/2018
CERTENERGIE (Audenge)	Agricole autonome	GRDF	18/07/2018
Fertioise (Coudun)	Agricole territorial	GRDF	28/06/2018
SAS Avel Energies (Milizac)	Agricole autonome	GRDF	18/06/2018
SAS Thoiry Bioénergie (Thoiry)	Agricole territorial	GRDF	18/05/2018
Centrale biogaz de Kasttelin (Chateaulin)	Industriel territorial	GRTgaz	31/05/2018
Agriberry Energie (Plaimpied-Givaudins)	Agricole autonome	GRDF	15/05/2018
TRIGONE (Pavie)	ISDND	GRDF	14/05/2018
Méthaniseur des 2 Vallées (Scherwiller)	Agricole territorial	GRDF	27/04/2018
SAS biogaz du Verdunois (Thierville-sur-Meuse)	Agricole autonome	GRDF	23/04/2018
SAS Méthabraye (Naveil)	Agricole autonome	GRDF	13/04/2018
Methabrie (Pommeuse)	Agricole autonome	GRDF	04/04/2018
Pot au Pin Energie (Cestas)	Agricole autonome	GRDF	14/03/2018
Bio méthane SEG La Séguinière	Agricole territorial	GRDF	08/03/2018
VITALIGAZ (Etréville)	Agricole autonome	GRTgaz	28/02/2018
Norske Skog 1 (Golbey)	Industriel territorial	GRDF	26/02/2018
SAS Reims Biométhane (Cernay-les-Reims)	Agricole autonome	GRDF	10/01/2018
Bioioie (Les Essarts)	Industriel territorial	GRTgaz	08/12/2017
La Bassée Biogaz (Noyen-sur-Seine)	Agricole autonome	GRTgaz	15/11/2017
SAS Méthabiogaz (Benet)	Agricole territorial	GRDF	05/11/2017
Létang Biogaz Sourdon 2 (Sourdon)	Agricole autonome	GRDF	26/10/2017
SAS Agri Métha Energy (Saints)	Agricole autonome	GRDF	12/10/2017
STEP VIENNAGGLO (Reventin-Vaugris)	STEP	GRDF	02/10/2017
STEP Corniguel (Quimper)	STEP	GRDF	24/09/2017
BD Biométhane (Barbery St Sulpice)	Agricole territorial	GRDF	21/09/2017
Valois Energie (Senlis)	Agricole territorial	GRDF	28/08/2017

ISDND St Maximin	ISDND	GRDF	26/06/2017
MEUVELHEC (Veigy Foncenex)	Agricole autonome	GRDF	19/06/2017
STEP Angers	STEP	GRDF	18/06/2017
Locminé (Liger)	Agricole territorial	GRDF	27/03/2017
Brie Biogaz (Brie Comte Robert)	Agricole autonome	GRDF	20/03/2017
Terragr'Eau (Vinziers)	Industriel territorial	GRDF	13/03/2017
ISDND Duchy (St Florentin)	ISDND	GRDF	13/02/2017
Centrale biogaz de Quimper	Agricole territorial	GRDF	06/02/2017
STEP Sila (Annecy)	STEP	GRDF	09/01/2017
Centrale Biogaz du Vermandois (Epeville)	Agricole territorial	GRDF	18/12/2016
STEP Tours(+) (La Riche)	STEP	GRDF	14/12/2016
Agrifyl (Chaumont)	Agricole territorial	GRDF	18/09/2016
Létang Hoche Biogaz (Epaux Bezu)	Agricole territorial	GRDF	15/08/2016
Biogaz Meaux (Chauconin-Neufmontier)	Agricole autonome	GRDF	10/07/2016
Méthachrist (Willgottheim)	Agricole autonome	R-GDS	01/05/2016
STEP Aquapole (Fontanil Cornillon)	STEP	GRDF	05/04/2016
Gâtinais Biogaz (Château-Renard)	Agricole autonome	GRDF	22/03/2016
Methavos (Sarreguemines)	Agricole territorial	GRDF	23/02/2016
ECOCEA (Chagny)	Déchets ménagers et biodéchets	GRTgaz	01/12/2015
Biovilleneuvois (Villeneuve-sur-Lot)	Industriel territorial	Teréga	01/11/2015
SYMEVAD (Hénin-Beaumont)	Déchets ménagers et biodéchets	GRDF	23/09/2015
GAEC du Champ Fleury (Liffré)	Agricole autonome	GRDF	02/09/2015
BioValsan (Strasbourg)	STEP	R-GDS	01/09/2015
Le pré du Loup Energie (Saint-Josse)	Agricole autonome	GRDF	29/07/2015
Sioule Biogaz (St Pourçain-sur-Sioule)	Agricole autonome	GRDF	23/07/2015
SCEA Des Longchamps (Andelnans)	Agricole autonome	GRDF	30/06/2015
SARL Panais Energie (Thennelières)	Agricole territorial	GRDF	31/03/2015
Biogaz Pévèle (Wannehain)	Agricole autonome	GRDF	05/03/2015
Bio'Seine (Méry-sur-Seine)	Agricole territorial	GRDF	28/02/2015
O'Terres Energies (Ussy-sur-Marne)	Agricole autonome	GRDF	31/07/2014
Létang Biogaz (Sourdun)	Agricole autonome	GRDF	06/07/2014
Agribiométhane (Mortagne-sur-Sèvre)	Agricole territorial	GRDF	22/04/2014
Bioénergie de la Brie (Chaumes-en-Brie)	Agricole autonome	GRDF	31/07/2013
Méthavalor- SYDEME (Morsbach)	Déchets ménagers et biodéchets	GRDF	30/04/2013
CVO (Lille Séquedin)	Déchets ménagers et biodéchets	GRDF	16/06/2011

ANNEXE 2 : Les données d'injection analysées

Les données analysées sont de trois types :

1. Les mesures de qualité du gaz réalisées « en continu », toutes les minutes, dans le poste d'injection extraites d'une plateforme appelée « edb ». Elles portent sur :

- La pression en entrée et sortie du poste d'injection
- La température en entrée et sortie
- Le débit (Nm³/h)
- Les données de comptage : volume de gaz acheminé, volume corrigé, pouvoir calorifique supérieur
- Les paramètres de qualité du gaz : pouvoir calorifique supérieur, indice de Wobbe, point de rosée, teneur en méthane, teneur en dioxyde de carbone, densité, oxygène, sulfure d'hydrogène, azote, oxysulfure de carbone, propane
- La teneur en odorant

2. Les données d'état du poste d'injection

- Fin de Course Ouvert MOV1 (1= actif)
- Fin de Course Fermé MOV1 (1= actif)
- Fin de Course Ouvert MOV2 (1= actif)
- Fin de Course Fermé MOV2 (1= actif)
- Fin de Course Ouvert MOV3 (1= actif)
- Fin de Course Fermé MOV3 (1= actif)
- Etat de la VS (1= VS déclenché)
- Alarme BP Arrêt d'urgence (1= actif)
- Alarme Station Incendie (1= actif)
- 0-Auto / 1-Manual
- Etat chromato Biogas (1=Defaut)
- Etat chromato THT (1=Defaut)
- Num analyse chromato Biogas
- Num analyse chromato THT
- Nb de cycle avant injection Biogas
- Nb de cycle avant injection THT

3. Les données journalières de comptage

Le comptage journalier des quantités de biométhane injectées dans les réseaux permet aux producteurs de biométhane de déterminer les sommes à facturer mensuellement aux fournisseurs de gaz.

- Pour les 2 sites injectant dans le réseau de transport de Teréga, les producteurs de biométhane accèdent aux données de comptage via le site SBT. Les données relatives aux journées gazières du mois en cours ainsi que des douze derniers mois sont disponibles. L'accès au détail se fait lorsque l'on clique sur une journée gazière.

← → ↻ 🏠 <https://sbt.tigf.fr/sbt/sbt>

Applications MO TIGF GENERAL GAS-X PP GAS-X Carnet d'adresses Tin

TIGF

[DÉTAIL PAR POSTE](#) IMPRIMER

- CONSULTATION FACTURES
- DONNÉES INTRA-J
- HISTORIQUE DES DONNÉES**
- QUALITÉ DU GAZ
- HISTORIQUE DES TÉLÉCHARGEMENTS
- CHANGER VOTRE MOT DE PASSE

HISTORIQUE POINT LIVRAISON
 Poste: BIOVILLENEUVOIS
 Territoire: AGEN

Date	Quantités à 25°C kWh	Vol. m ³ (n)	PCS à 25°C kWh/m ³ (n)	Pointe 4h à 25°C		Pointe Horaire à 25°C	
				kWh	Heure	kWh	Heure
Cumul Février 2019 ->	679 607	62 747	10,832				
06/02/19	133 384	12 311	10,834	5 780	18	5 801	16
05/02/19	95 526	8 841	10,809	5 673	14	5 680	13
04/02/19	123 794	11 460	10,802	5 683	18	5 746	15
03/02/19	114 951	10 616	10,828	4 930	21	4 982	18
02/02/19	103 276	9 538	10,828	4 686	22	5 035	20
01/02/19	108 676	9 981	10,888	5 341	7	5 410	5
Cumul Janvier 2019 ->	3 693 684	340 926	10,831				
31/01/19	114 666	10 533	10,886	5 484	14	5 617	11
30/01/19	113 991	10 513	10,843	5 231	8	5 575	6
29/01/19	132 883	12 219	10,875	5 931	4	5 957	1
28/01/19	142 481	13 089	10,886	5 965	19	5 969	20
27/01/19	138 107	12 702	10,873	5 852	24	5 866	24

- Pour les 7 sites injectant dans le réseau de transport de GRTgaz, les producteurs de biométhane accèdent aux données de comptage via un portail dédié.

Avis de Réalisation - 18 Février 2019 Unité kWh 25°C

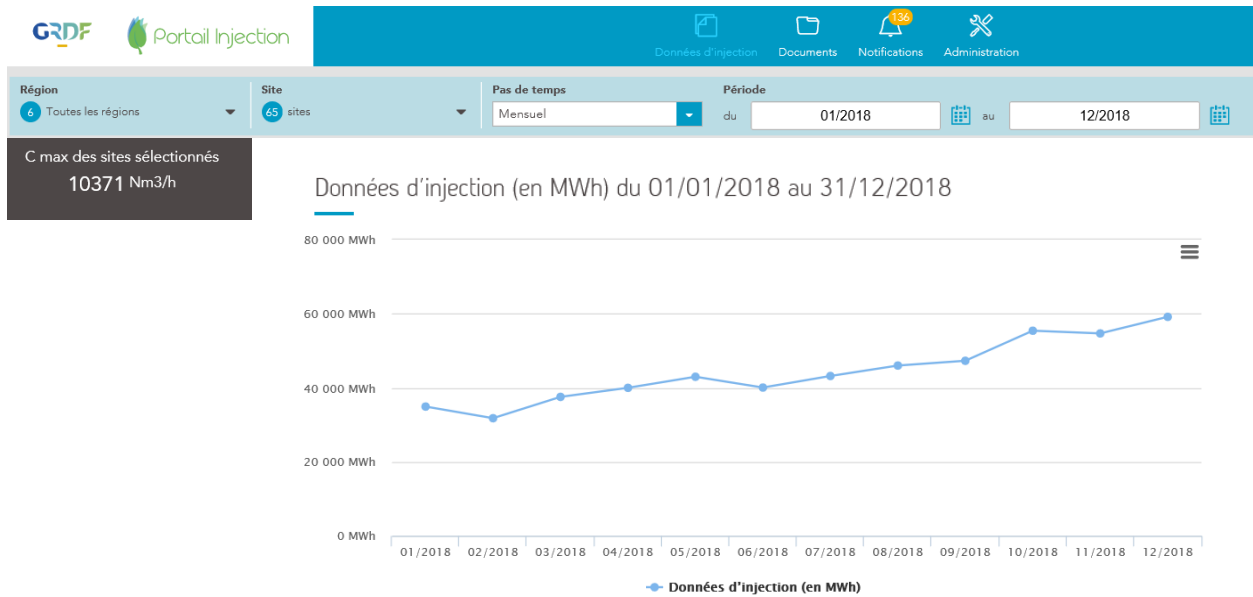
Ecart de bilan par périmètre d'équilibrage [Masquer le détail](#)

Périmètre d'équilibrage	Trading Region	EBJ	Q2	Q4
GRTgaz				

Périmètre GRTgaz [Masquer le détail](#)

Point contractuel			Quantités journalières			
Catégorie	Code	Libellé	Sens	Programmée	Réalisée	PCS
Point d'entrée	IR0105	FERE CHAMPENOISE INJ. BIOMETHANE	Del		42 612	
	IR0107	NANGIS BIOGAZ INJ. BIOMETHANE	Del		0	

- Pour les 65 sites injectant dans le réseau de distribution exploité par GRDF, les fournisseurs de gaz naturel accèdent aux données de comptage via le portail OMEGA et les producteurs de biométhane via l'application « Portail Injection ». Ci-dessous, une représentation des quantités injectées sous le Portail Injection.



- Pour les 2 sites injectant dans le réseau de distribution exploité par R-GDS, les fournisseurs de gaz naturel accèdent aux données de comptage par l'envoi de flux de données quotidien sur un site FTP.

ANNEXE 3 : Montée en charge des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial mis en service en 2018

Les graphes suivants représentent la montée en charge des 22 sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial mis en service en 2018, objets de l'étude. Ils permettent d'apprécier **l'évolution des débits journaliers injectés** pendant la montée en charge des sites.

L'analyse porte sur les trois premiers mois de l'activité des sites sur l'année 2018 ou sur une durée inférieure si le site a été mis en service après le 1^{er} octobre 2018.

Pour construire ces représentations, nous prenons en compte les données de chaque site :

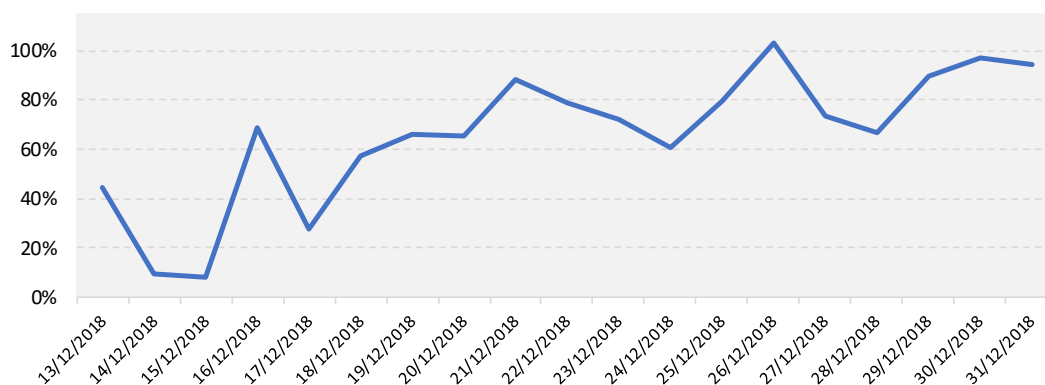
- L'énergie journalière injectée (Ej), exprimée en kWh
- Le pouvoir calorifique supérieur journalier (PCSj), exprimé en kWh/Nm³
- La capacité maximale de production (Cmax), correspondant au débit horaire moyen d'injection de l'installation, exprimé en Nm³/h

Puis, nous calculons la valeur proportionnelle de l'énergie journalière injectée au regard de l'énergie théorique journalière du site. L'énergie théorique journalière (Ethj), correspondant au débit Cmax, se calcule ainsi :

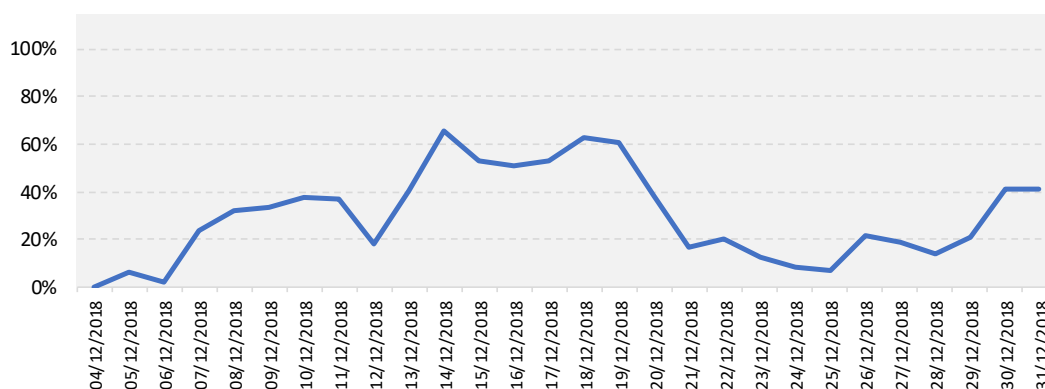
$$Ethj = Cmax \times (PCSj \text{ moyen sur la période de montée en charge étudiée} \times 24 \text{ heures})$$

➤ Montée en charge des 17 sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial injectant dans les réseaux publics de distribution de gaz

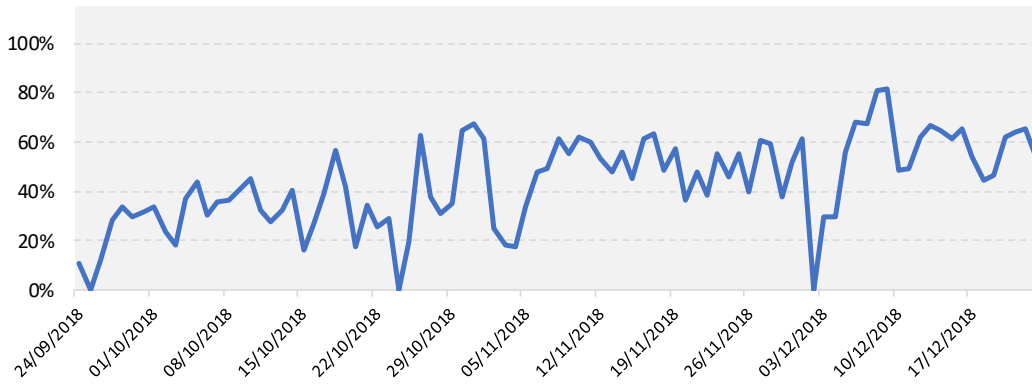
Site 1. Agricole territorial



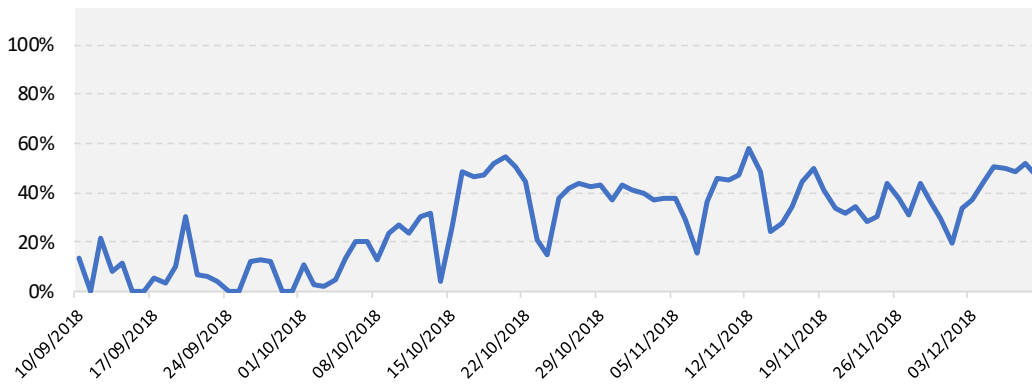
Site 2. Agricole autonome



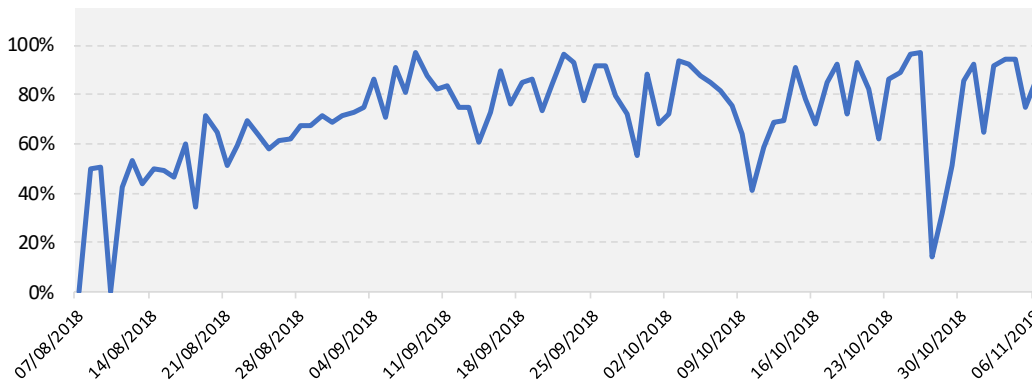
Site 3. Agricole territorial



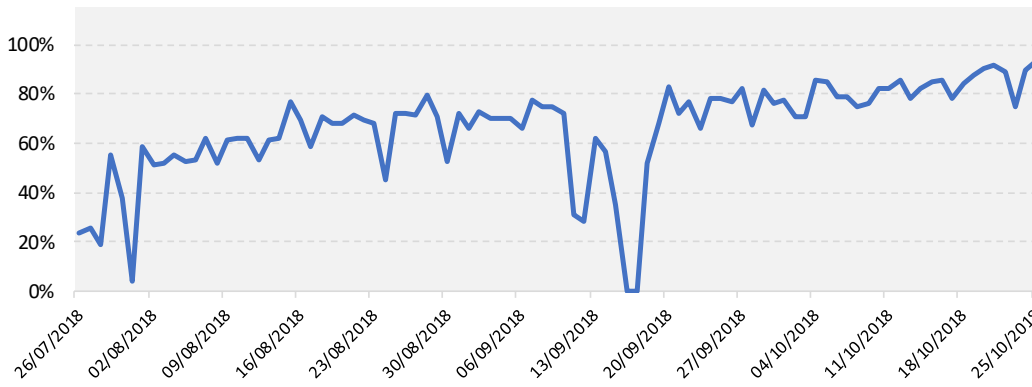
Site 4. Agricole autonome



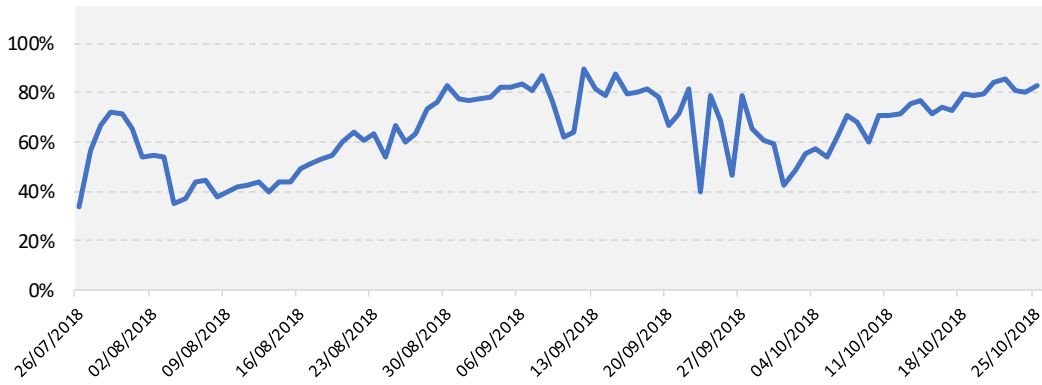
Site 5. Agricole autonome



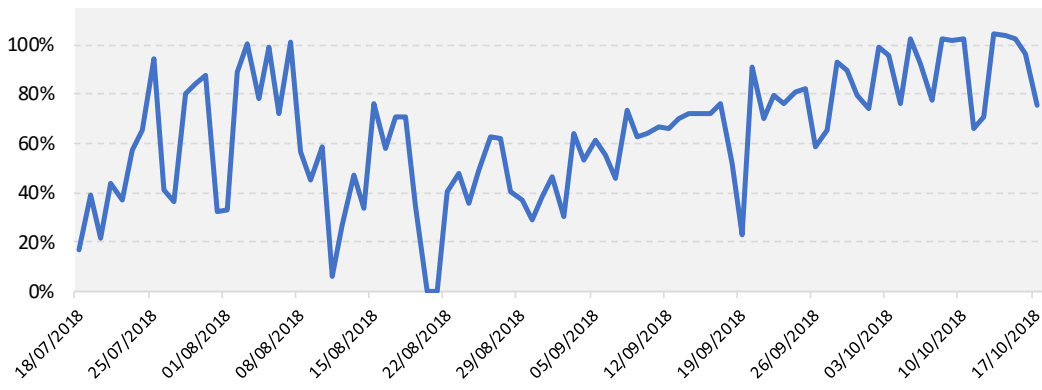
Site 6. Agricole autonome



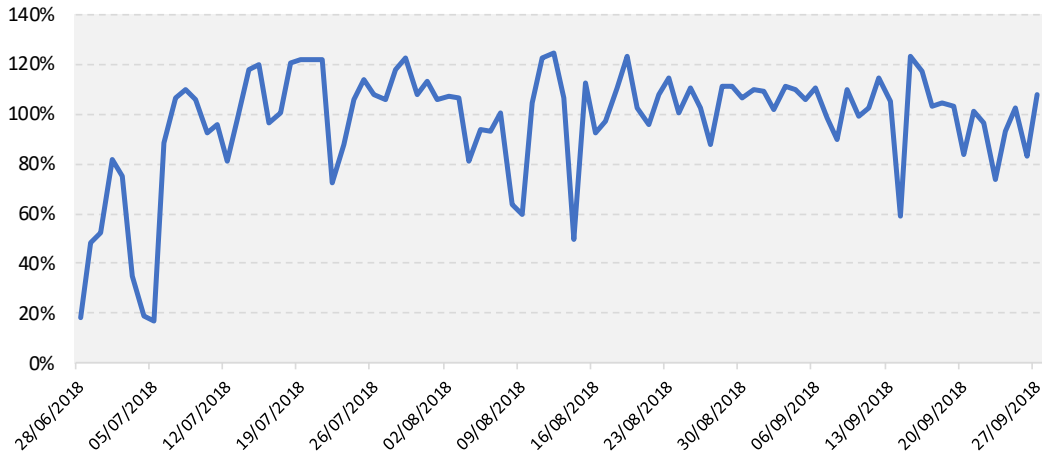
Site 7. Agricole territorial



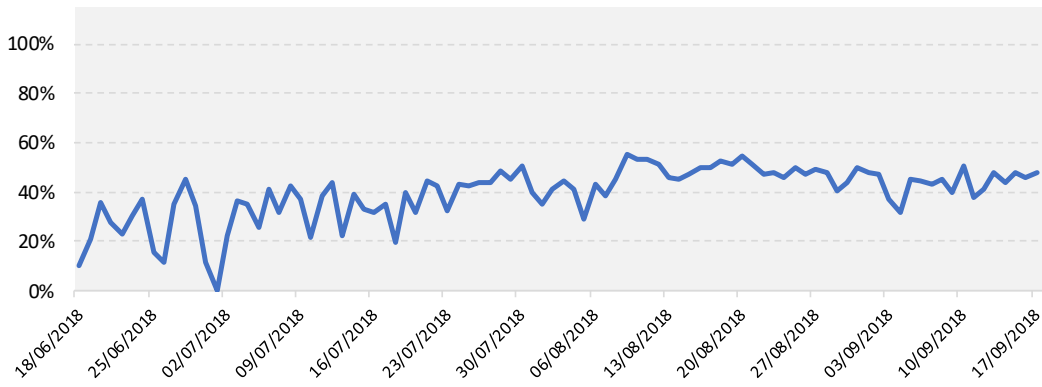
Site 8. Agricole autonome



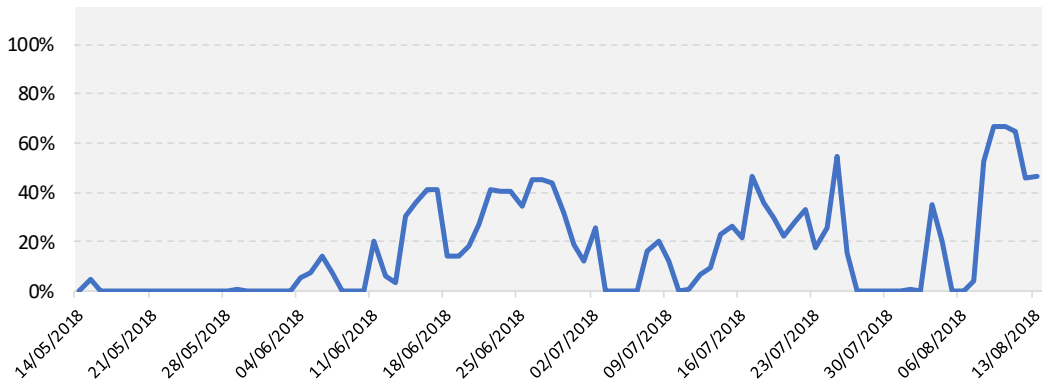
Site 9. Agricole territorial



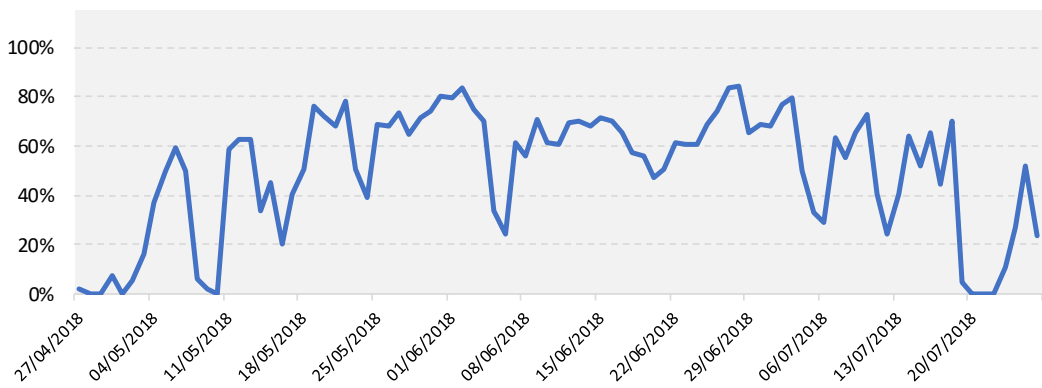
Site 10. Agricole autonome



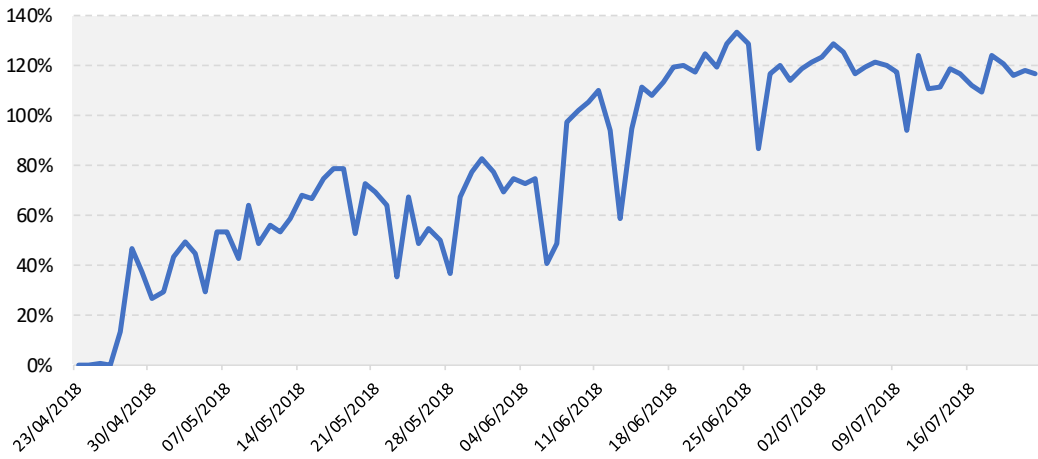
Site 11. Agricole autonome



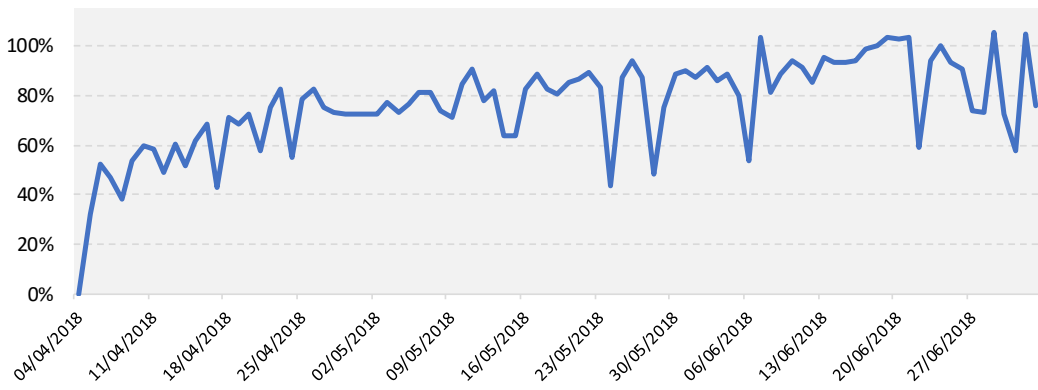
Site 12. Agricole territorial



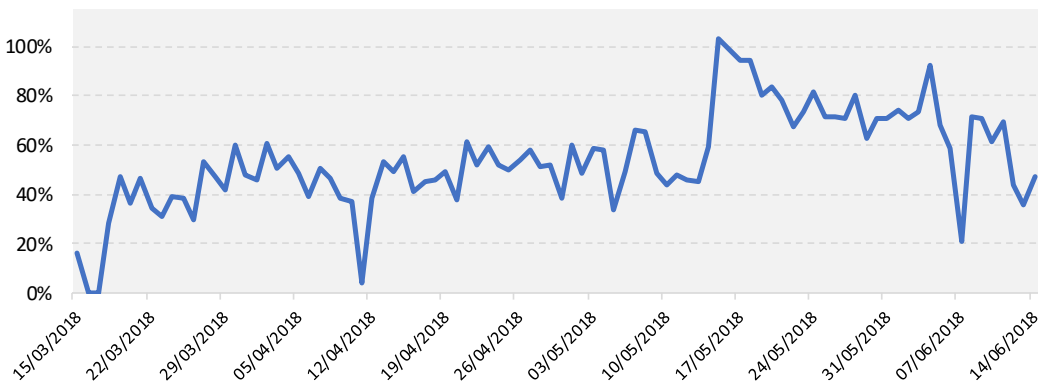
Site 13. Agricole autonome



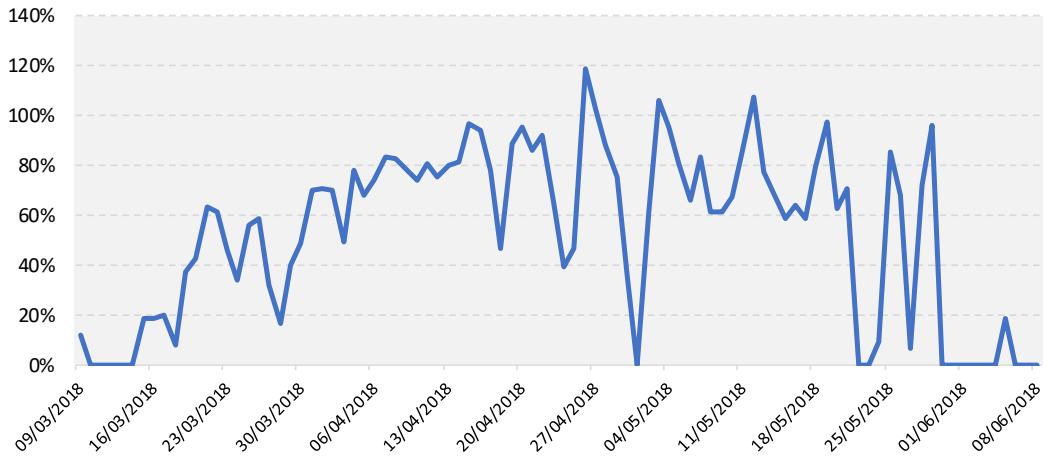
Site 14. Agricole autonome



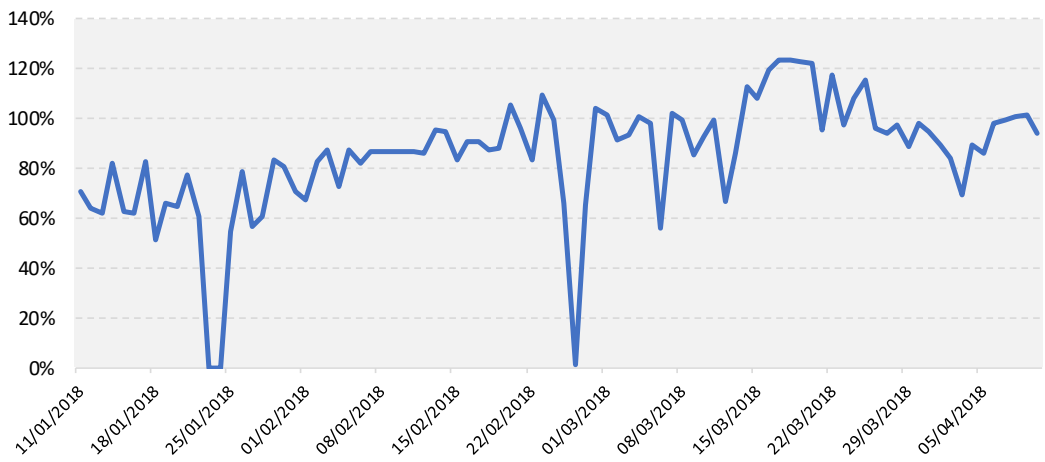
Site 15. Agricole autonome



Site 16. Agricole territorial

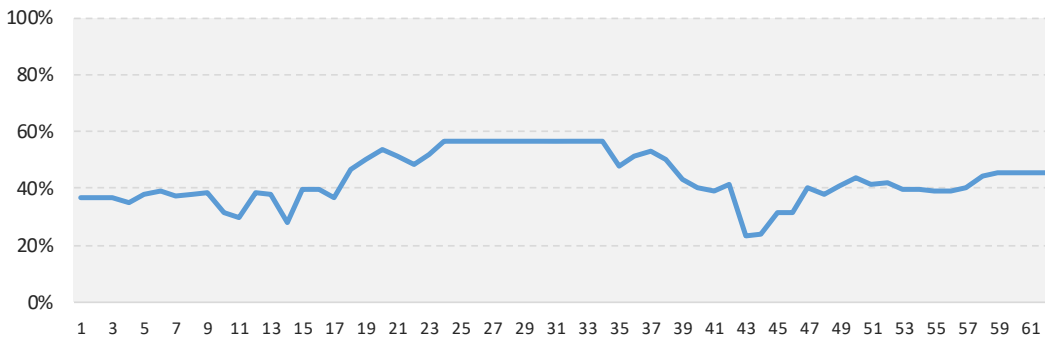


Site 17. Agricole autonome

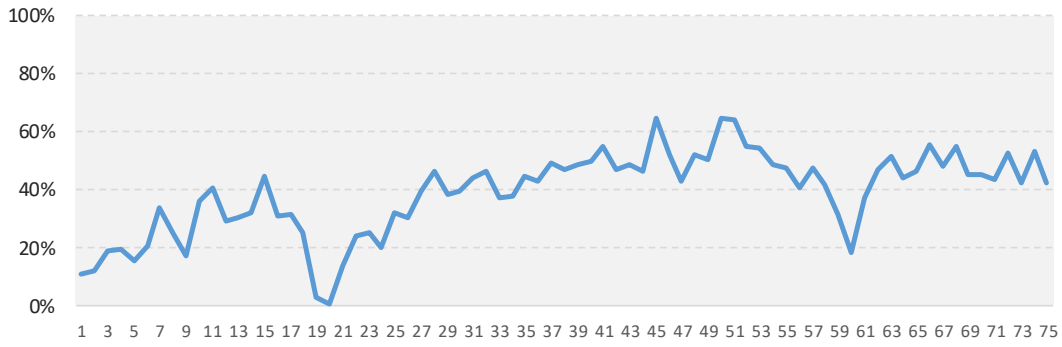


➤ Montée en charge des 5 sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial injectant dans les réseaux de transport de gaz

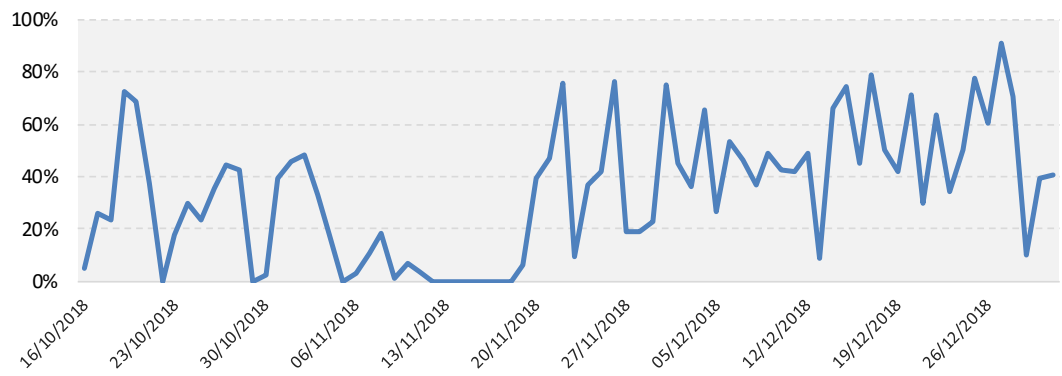
Site 18.



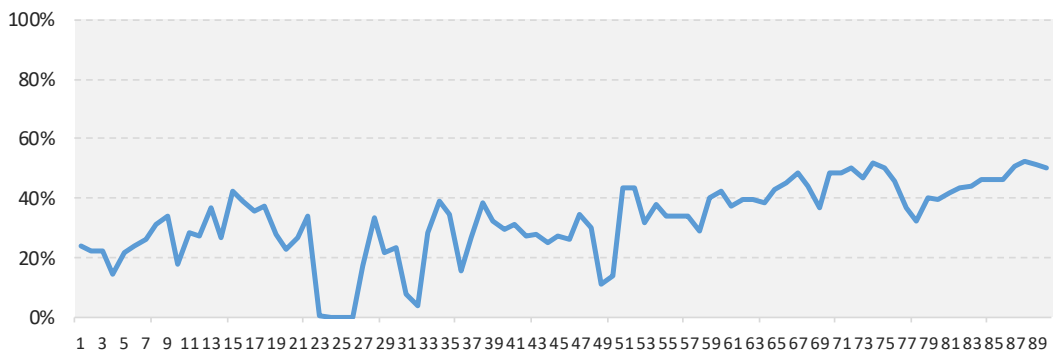
Site 19.



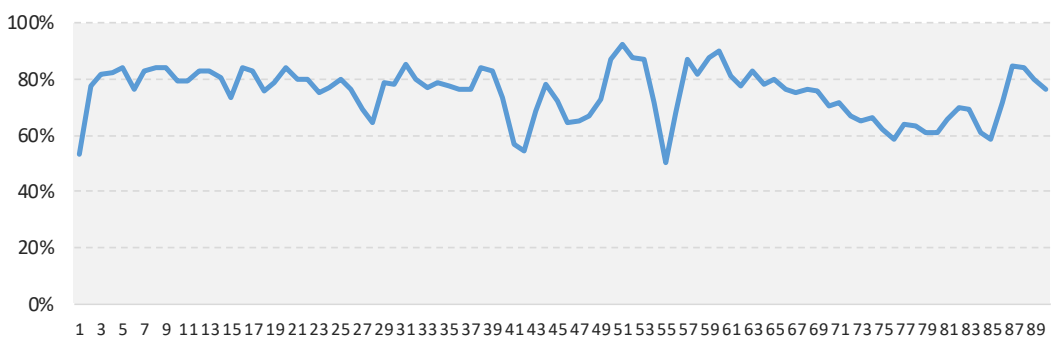
Site 20.



Site 21.



Site 22.



ANNEXE 4 : Taux d'injection effective des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial mis en service en 2018

Il est également intéressant de mesurer **le taux d'injection effective** d'un site **lors de sa montée en charge**. L'analyse porte sur les trois premiers mois de l'activité des sites sur l'année 2018 ou sur une durée inférieure si le site a été mis en service après le 1^{er} octobre 2018.

Le taux d'injection effective correspond à la valeur proportionnelle moyenne de l'énergie journalière (Ej) injectée par le site dans le réseau de gaz au regard de l'énergie théorique journalière (Ethj) correspondant à son débit Cmax.

Il se calcule comme suit :

$$\frac{\sum \text{des } E_j \text{ sur la période de montée en charge considérée}}{\text{Ethj} \times \text{nb de jours de la période de montée en charge}}$$

➤ Taux d'injection effective des sites injectant sur les réseaux de distribution

Site	Période	Période complète	Déduction faite des trois 1 ^{ères} semaines
Site 1	19 jours	66 %	–
Site 2	28 jours	30 %	–
Site 3	91 jours	44 %	48 %
Site 4	91 jours	28 %	35 %
Site 5	92 jours	71 %	78 %
Site 6	92 jours	66 %	71 %
Site 7	92 jours	65 %	70 %
Site 8	92 jours	64 %	64 %
Site 9	92 jours	97 %	102 %
Site 10	92 jours	40 %	43 %
Site 11	92 jours	17 %	21 %
Site 12	91 jours	50 %	57 %
Site 13	91 jours	82 %	96 %
Site 14	91 jours	77 %	83 %
Site 15	92 jours	54 %	59 %
Site 16	92 jours	53 %	60 %
Site 17	90 jours	85 %	92 %

➤ Taux d'injection effective des sites injectant sur les réseaux de transport

Site	Période	Période complète	Déduction faite des trois 1 ^{ères} semaines
Site 18	62 jours	43 %	47 %
Site 19	75 jours	39 %	45 %
Site 20	76 jours	39 %	43 %
Site 21	90 jours	33 %	34 %
Site 22	90 jours	75 %	75 %

ANNEXE 5 : Quantités mensuelles injectées par les sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial mis en service avant 2018

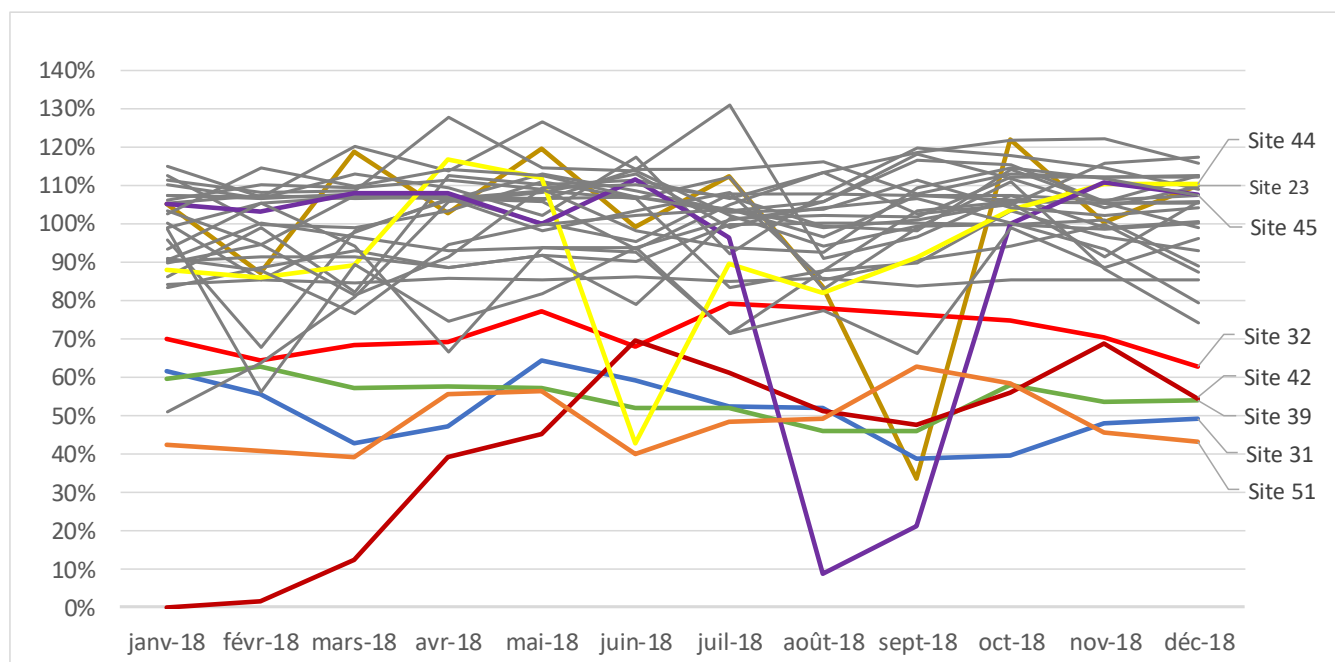
Le graphique ci-dessous montre l'évolution des quantités mensuelles injectées par les 31 sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial mis en service avant 2018 et ayant stabilisé leur fonctionnement sur l'année 2018.

Pour construire cette représentation, nous prenons en compte les données de chaque site :

- L'énergie mensuelle injectée (Em), exprimée en kWh
- Le pouvoir calorifique supérieur du mois (PCSj moyen) exprimé en kWh/Nm³,
- La capacité maximale de production (Cmax) correspondant au débit horaire moyen d'injection de l'installation, exprimé en Nm³/h

Puis, nous calculons la valeur proportionnelle de l'énergie mensuelle injectée sur chaque site au regard de son énergie théorique mensuelle. L'énergie théorique mensuelle (Ethm), correspondant au débit Cmax, se calcule ainsi :

$$Ethm = Cmax \times (PCSj \text{ moyen du mois} \times 24 \text{ heures}) \times nb \text{ jours fonctionnement théorique dans le mois}$$



ANNEXE 6 : Taux d'injection effective des sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial mis en service avant 2018

Il est également intéressant de mesurer le **taux d'injection effective** des sites mis en service avant 2018. Ce taux représente la valeur proportionnelle moyenne de l'énergie journalière (Ej) injectée dans le réseau par chaque site au regard de son énergie théorique journalière (Ethj), calculée comme suit :

$$\frac{\Sigma \text{ des } E_j \text{ sur l'année considérée}}{Ethj \times \text{nb de jours fonctionnement théorique annuel}}$$

➤ Taux d'injection effective des 28 sites injectant sur les réseaux publics de distribution de gaz

Site 23	100 %
Site 24	104 %
Site 25	98 %
Site 26	108 %
Site 27	85 %
Site 28	102 %
Site 29	104 %
Site 30	104 %
Site 31	51 %
Site 32	72 %
Site 33	110 %
Site 34	108 %
Site 35	105 %
Site 36	110 %
Site 37	94 %
Site 38	92 %
Site 39	55 %
Site 40	106 %
Site 41	98 %
Site 42	42 %
Site 43	98 %
Site 44	94 %
Site 45	90 %
Site 46	107 %
Site 47	98 %
Site 48	83 %
Site 49	100 %
Site 50	106 %

➤ Taux d'injection effective des 3 sites injectant sur les réseaux de transport de gaz

Site 51	48 %
Site 52	97 %
Site 53	96 %

ANNEXE 7 : Taux de disponibilité des postes d'injection sur les sites de méthanisation de type agricole et industriel territorial

Les périodes de non injection peuvent être le fait du producteur de biométhane (panne de son installation, défaut de qualité du biométhane, etc.) ou du gestionnaire de réseau (pannes du poste d'injection, maintenance, défaut d'odorisation lorsqu'elle relève de la responsabilité de l'opérateur, etc.).

Le tableau ci-dessous montre le taux de disponibilité 2018 des postes d'injection, calculé du 1^{er} janvier au 31 décembre 2018 ou à partir de la date de mise en service du site si celle-ci a eu lieu en cours d'année.

➤ Taux de disponibilité sur les sites mis en service en 2018

		Sites injectant sur les réseaux de distribution	Sites injectant sur les réseaux de transport
D ≥ 98 %	13 sites	1, 5, 6, 7, 9, 10, 12, 13, 17	18, 19, 20, 22
95 % ≤ D < 98 %	7 sites	2, 8, 11, 14, 15, 16	21

Nota : les sites n°3 et 4 ont été exclus de l'analyse en raison d'un taux de remontée d'informations peu significatif.

➤ Taux de disponibilité sur les 31 sites mis en service avant 2018

		Sites injectant sur les réseaux de distribution	Sites injectant sur les réseaux de transport
D ≥ 98 %	24 sites	24, 25, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 39, 40, 41, 42, 43, 46, 47, 49, 50	51, 53
95 % ≤ D < 98 %	7 sites	23, 26, 38, 44, 45, 48	52

ANNEXE 8 : Présentation des opérateurs de réseaux



Principal distributeur de gaz naturel en France, GRDF exploite et développe le réseau de distribution de gaz naturel dans plus de 9 500 communes. Propriété des collectivités, ce réseau de près de 200 000 km favorise l'émergence du biométhane. En accompagnant tous les porteurs de projet, GRDF concrétise son engagement à développer des solutions innovantes au service de la transition énergétique des territoires. GRDF réalise les études de faisabilité, les prestations d'injection de biométhane sur le réseau (comptage, contrôle de la qualité et régulation de la pression). Enfin, l'entreprise est en charge du registre des garanties d'origine depuis décembre 2012.



GRTgaz est l'un des leaders européens du transport du gaz naturel et un expert mondial des réseaux et systèmes de transport gazier. En France, GRTgaz possède et exploite plus de 32 500 km de canalisations enterrées et 26 stations de compression pour acheminer le gaz entre les fournisseurs et les consommateurs (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport). Acteur de la transition énergétique, GRTgaz investit dans des solutions innovantes pour adapter son réseau et concilier compétitivité, sécurité d'approvisionnement et préservation de l'environnement.



Déléataire de la distribution publique de gaz naturel sur l'agglomération bordelaise, REGAZ-Bordeaux s'investit pour maintenir, développer et sécuriser son réseau de 3 500 km, traversant 45 communes et desservant plus 225 000 points de consommation. REGAZ-Bordeaux souhaite accompagner les changements qui rendront les territoires autonomes, faiblement consommateurs d'énergie, et s'engage à favoriser le raccordement des installations de production de biométhane au réseau public de distribution de gaz naturel. Depuis 2018, REGAZ-Bordeaux est devenue le premier distributeur de gaz naturel en France à obtenir les 4 certifications sur les enjeux de la Qualité, la Santé-Sécurité, l'Environnement et l'Energie.



R-GDS est l'opérateur local du réseau de distribution de gaz naturel à Strasbourg et dans plus de 110 communes du Bas-Rhin. Gestionnaire d'un réseau totalisant plus de 1900 kilomètres de conduites haute, moyenne et basse pression, R-GDS achemine chaque année 5 milliards de kWh de gaz naturel vers plus de 110 000 clients. R-GDS construit et entretient jour après jour une relation de confiance et de proximité avec ses clients et partenaires : collectivités, fournisseurs d'énergie, entreprises, particuliers et professionnels de la chaîne gazière. Acteur engagé de la transition énergétique de son territoire, R-GDS développe les énergies renouvelables locales en exploitant aujourd'hui 2 stations d'injection de biométhane sur son réseau de distribution.



Teréga agit pour rendre l'avenir du gaz visible dès aujourd'hui, en devenant un accélérateur de la transition énergétique et un contributeur majeur au modèle énergétique de demain. Implantée historiquement dans la région sud-ouest, carrefour des grands flux gaziers européens, Teréga dispose de plus de 5 000 km de canalisation et 2 stockages souterrains lui permettant de concevoir de nouvelles solutions pour répondre aux défis énergétiques français et européens. Teréga assure également l'acheminement du gaz naturel à destination de plus de 400 postes de livraison, dans les meilleures conditions de sécurité, de coût et de fiabilité.