



Méthanisation agricole : production d'électricité ou injection du biométhane ?

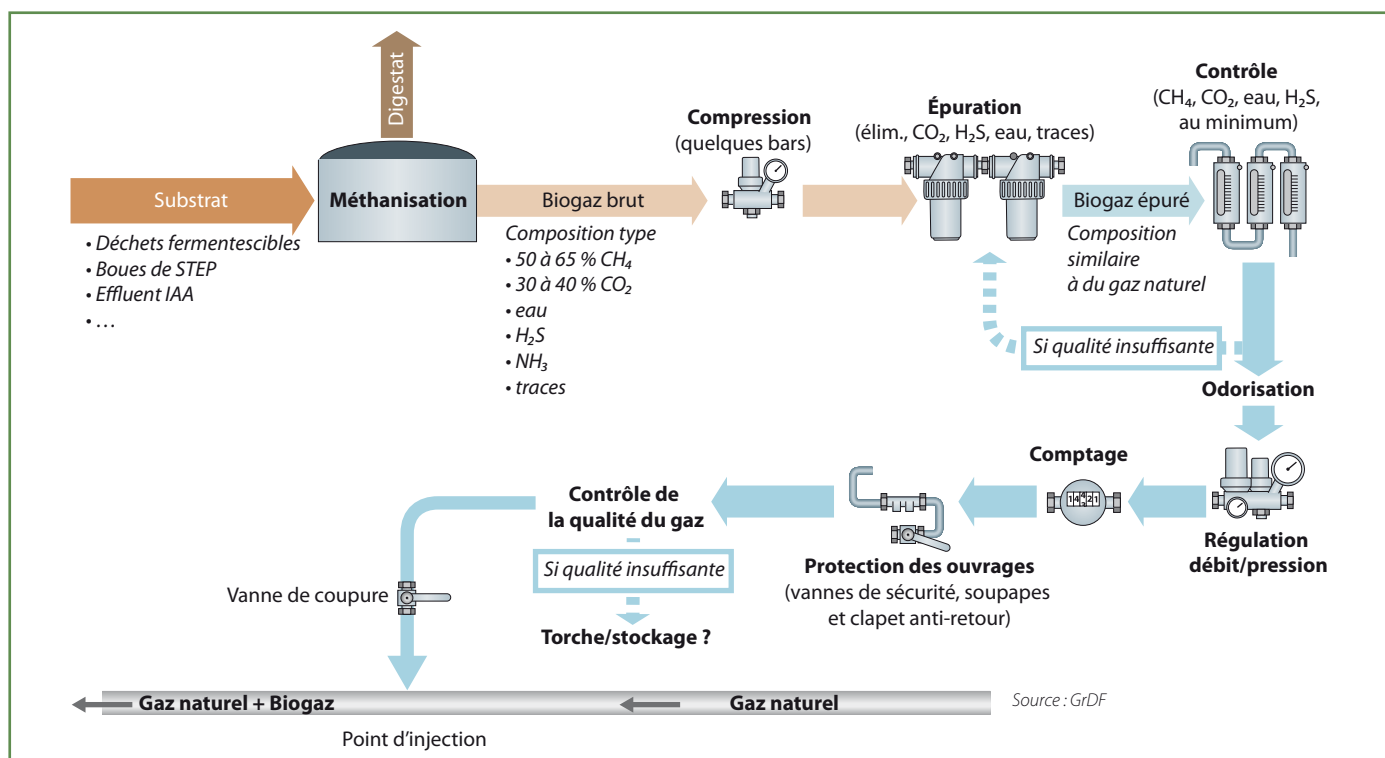
2011 s'inscrit comme une année particulièrement favorable pour la méthanisation agricole. Avec la révision des tarifs d'achat de l'électricité en mai dernier, il est également possible, depuis le mois de novembre, d'injecter le biogaz épuré dans le réseau de gaz naturel. Ce mode de valorisation peut être intéressant mais seulement dans des situations très particulières.

Depuis la valorisation significative des tarifs d'achat de l'électricité issue du biogaz en 2006, la littérature a largement décrit les conditions de rentabilité de la méthanisation agricole avec co-génération (le co-générateur, constitué d'un moteur thermique et d'une turbine, produit de l'électricité et de la chaleur). La seconde valorisation de ces tarifs, en mai 2011, a encore permis d'en améliorer l'attrait. Depuis le mois de novembre 2011, il est également possible de valoriser le biogaz par injection dans le réseau de gaz naturel. Les techniques mises en œuvre et les conditions de sa rentabilité sont bien moins connues que la co-génération.

Débarrasser le biogaz des éléments indésirables

Avant de pouvoir être injecté dans le réseau de gaz naturel, le biogaz doit subir de multiples opérations destinées à remplir les conditions de qualité et de sécurité nécessaires (Figure 1). Seul le biométhane, pur à 97 %, pourra être injecté. Il faut donc débarrasser le biogaz de nombreux éléments indésirables : humidité, CO_2 , H_2S , O_2 ... Sa qualité fait l'objet de nombreux contrôles en continu, ou ponctuels, selon les éléments. Toutes les non-conformités nécessitent

Figure 1 : Opérations nécessaires à l'injection du biométhane



ront soit une épuration complémentaire soit une mise en torchère. Comme le méthane est inodore, le producteur ou, ce qui est conseillé, GrDF, devra pratiquer son odorisation par addition d'un gaz particulier, le tétrahydrothiophène (THT) afin de pouvoir repérer les fuites. Enfin, il est nécessaire que la pression, de quelques bars, soit supérieure à celle du réseau.

La contractualisation de la vente de biométhane va lier le producteur à GrDF, qui est responsable des structures d'acheminement du gaz, mais aussi au fournisseur local de gaz (GDF ou autre). C'est avec ce dernier que le contrat d'achat est défini pour 15 ans et par arrêté. Les coûts d'investissement, de renouvellement, d'exploitation et de maintenance de l'installation d'injection font l'objet d'un contrat d'injection spécifique avec GrDF. Ce contrat définit le tarif de la redevance injection, dure cinq ans et est reconductible tacitement. Les opérations d'odorisation, de contrôle et de comptage (Figure 1) en font partie. C'est également avec GrDF que le producteur va signer un contrat de raccordement définissant le coût de l'étude de faisabilité et d'allongement de réseaux.

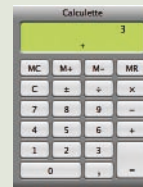
Simulations de rentabilité : choix des scénarios et des critères économiques

Afin de montrer les effets des économies d'échelle et de la valorisation de l'énergie thermique sur le choix du mode de valorisation du biogaz, des simulations économiques ont été réalisées en se basant sur des projets types. La rentabilité d'un projet « injection » a également été étudiée selon la distance nécessaire pour se raccorder au réseau de gaz naturel et selon le type d'intrant utilisé. Les simulations ont été effectuées par le logiciel Méthasim (2010, cf encadré 2).

Co-génération ou injection ?

La majorité des demandes d'études auprès de GrDF effectuées en 2011, se situent entre 200 et 300 m³ de biométhane/h. A titre de comparaison, les intrants organiques nécessaires à un débit de production de 36, 115 et 230 m³ CH₄/h correspondent respectivement à un moteur de 150, 500 et 1000 kW de puissance électrique installée, ordres de grandeur retenus dans les simulations.

Quels sont les coûts et les recettes ?



Pour l'ensemble des coûts liés à la production de biogaz et à la valorisation par co-génération, les résultats de l'enquête de Solagro et al (2010) ont été retenus. Pour les coûts et recettes spécifiques à l'injection, les informations suivantes ont été utilisées :

- Les recettes de la vente du biogaz sont définies par l'arrêté du 23/10/2011. Elles comprennent un tarif de base dégressif pour un débit croissant de production de biométhane, de 9,5 c€/kWh PCS(*) pour une installation produisant 50 m³ CH₄/h ou moins, à 6,4 c€/kWh PCS pour un débit supérieur ou égale à 350 m³ CH₄/h. A ce tarif de base peut s'adjoindre une prime pour l'utilisation de déchets spécifiques. A noter qu'il n'y a pas de prime pour l'utilisation d'effluent d'élevage, contrairement à une valorisation par co-génération.
- Les coûts d'injection, regroupant des équipements et un certain nombre d'opérations de suivi et de maintenance sont payés par GrDF mais refacturé trimestriellement au producteur. Ils sont de 100 000 €/an environ.
- Les coûts d'investissement d'épuration, de raccordement, d'études, de mise en service..., sont directement à la charge du porteur de projet. Les premiers devis réalisés par Solagro sont de l'ordre de 300 k€ pour un 15 m³/h, 1200 k€ pour un 100 m³/h et 1700 k€ pour un 250 m³/h. Compte tenu de leur montant, l'impact de ces coûts sur la rentabilité des projets sera nécessairement conséquent. Ils devront toutefois être confirmés avec des factures et pour un nombre de réalisations significatif.

(*) Pouvoir Calorifique Supérieur

A partir du moment où des déchets bien fermentescibles sont disponibles, la vente d'électricité peut suffire à rentabiliser un projet de méthanisation à la ferme sans valorisation de l'énergie thermique, et même pour un «petit» projet à la ferme. De plus, il est probable que les niveaux d'investissement se réduisent à l'avenir pour se rapprocher des coûts observés en Allemagne. Les simulations montrent une rentabilité légèrement moindre pour l'unité d'1 MWé par rapport au 500 kWé (1^{ère} colonne du Tableau 1). Cela est dû aux économies d'échelle moins élevées qu'attendues sur les premières unités de méthanisation agri-

Tableau 1 : Taux de rentabilité interne (TRI) des projets de méthanisation agricole selon le mode de valorisation du biogaz, la taille de l'installation et les perspectives de valoriser l'énergie thermique (hors redevance déchets)

	Co-génération		Injection du biométhane
	Chaleur non valorisée	50 % de la chaleur valorisée	
150 kWé (*) ou 36 m ³ CH ₄ /h	6,1 %	13,2 %	Non rentable
500 kWé (*) ou 115 m ³ CH ₄ /h	9,6 %	17 %	13,4 %
1 MWé (*) ou 230 m ³ CH ₄ /h	7,9 %	17,5 %	16,6 %

(*) kWé = kW électrique installé lors de la mise en place d'un co-générateur

La valorisation du biogaz par injection n'est pas rentable pour une petite unité de méthanisation à la ferme

coles françaises et à la moindre revalorisation des tarifs d'achat de l'électricité sur cette gamme de puissance. Une valorisation financière de l'énergie thermique produite (30 €/MWh, dans notre exemple, pour 50 % de la chaleur produite) permet d'augmenter notablement la rentabilité d'un projet effectuant de la cogénération, les TRI passant de 6-10 % à 13-17 % (selon la puissance installée, 2nde colonne du Tableau 1). En l'absence d'obligation de traitement du digestat et de surenchère réglementaire, les projets de grande dimension pourraient être légèrement plus rentables.

Les coûts d'investissement sont très élevés

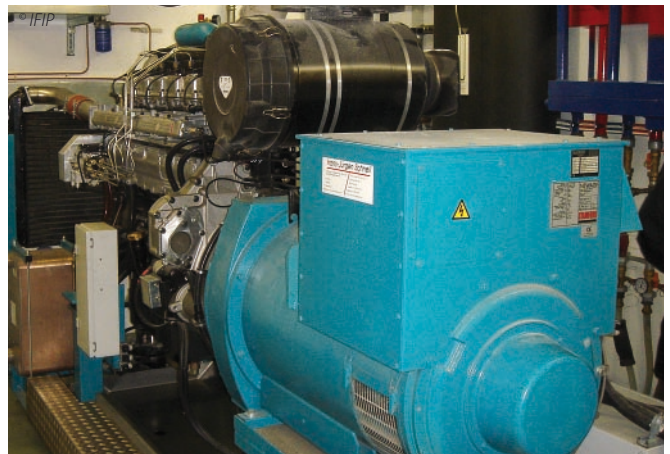
Les coûts d'investissement liés à la technologie de l'injection sont très élevés (voir encadré 1). Ils ne permettent pas d'envisager une rentabilité pour les petites unités de méthanisation à la ferme. Ces coûts spécifiques semblent par contre bénéficier de fortes économies d'échelle, bien plus marquées notamment que pour l'unité de production de biogaz ou le co-générateur. Si les chiffrages retenus se confirment, les tarifs d'achat du biométhane permettraient d'obtenir de bonnes rentabilités pour des installations de méthanisation moyennes à grandes.

Distance d'accès au réseau de gaz naturel

La difficulté d'accès à un réseau de gaz naturel constitue l'un des freins majeurs au développement de l'injection du biométhane. A ce titre, GrDF rappelle qu'il existe plus de 9300 communes desservies et plus de 190 000 km de réseau. Leur site internet permet de connaître les communes concernées et les mairies disposent des plans du réseau. Le coût de la canalisation «gaz» devrait s'établir entre 70 et 300 €/m selon les matériaux et les obstacles rencontrés (routes, ponts, rivières, propriétés privées...). En retenant un coût de 80 €/m, l'allongement d'une longueur de canalisation d'acheminement du gaz de 300 à 2000 mètres fait baisser le TRI d'une installation de méthanisation de 230 m³ CH₄/h de 16,6 à 15,9 %. Cet impact modéré s'explique par un surcoût finalement peu élevé relativement aux investissements de base. Cela laisse des perspectives intéressantes en termes de rayon d'action de raccordement à un réseau de gaz naturel, encore faut-il qu'il n'y ait pas trop d'obstacles. En la matière, chaque projet de méthanisation aura ses propres spécificités.

Des primes supplémentaires et spécifiques

La tarification du biométhane prévoit des primes supplémentaires et spécifiques selon la nature et la proportion de déchets utilisés. Cela dit, avec la concurrence sur les déchets organiques, le porteur de projet pourra difficilement se permettre de faire un arbitrage entre les différents intrants car presque tous déchets obtenus seront bon à prendre s'ils sont bien fermentescibles, et d'autant plus s'ils procurent une redevance. La question se pose d'avantage pour des déchets peu méthanogènes, à fortiori s'ils viennent de loin. Une simulation économique doit alors être réalisée au cas par cas.



Le co-générateur, constitué d'un moteur thermique et d'une turbine, produit de l'électricité et de la chaleur

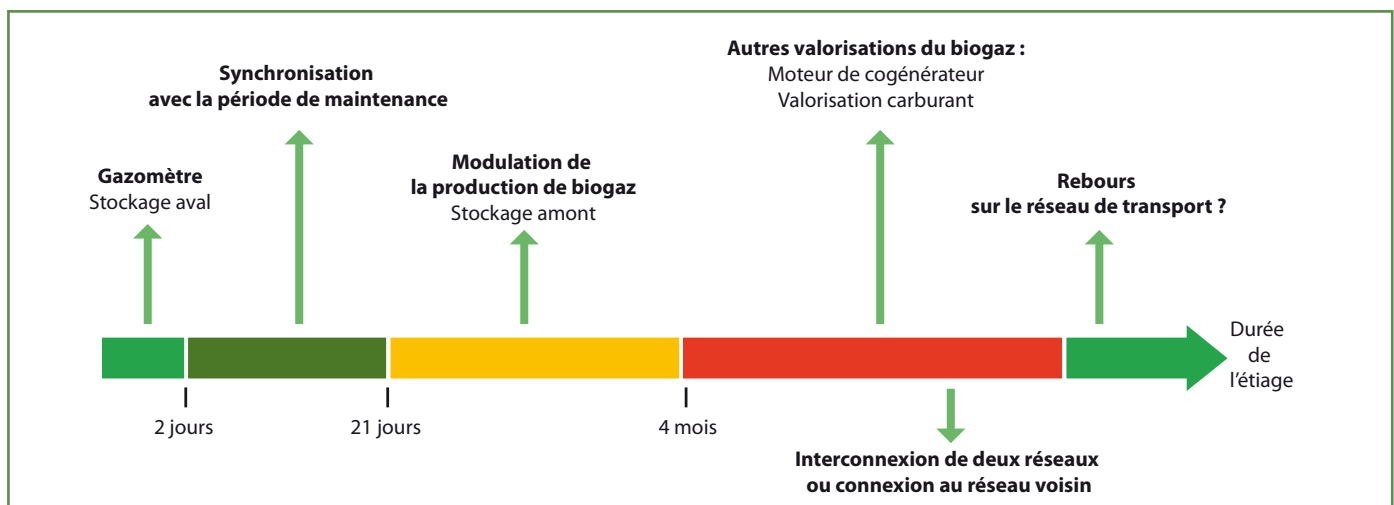
La question mérite d'être étudiée de plus près pour les Cultures Intercalaires à Vocation Énergétique (CIVE) puisqu'elles bénéficient d'un soutien financier. Ce n'est le cas ni pour une culture principale énergétique, ni pour une production d'électricité (où un tel soutien avait été refusé malgré la demande de nombreux acteurs de la méthanisation, lors de la phase de consultation). Entre deux cultures principales, la couverture hivernale des sols est obligatoire en zone vulnérable. Plutôt que d'avoir un simple rôle de piège à nitrate, elle pourrait éga-

Méthasim, un calculateur pour déterminer la rentabilité d'un projet de méthanisation agricole

Méthasim, est accessible par internet (rubrique «outils Web» sur le site de l'Ifip). Il permet de déterminer la rentabilité d'un projet de méthanisation agricole valorisant le biogaz par co-génération et d'une puissance électrique installée de 50 à 600/700 kW. Depuis février 2012, les nouveaux tarifs d'achat de l'électricité, conforme à l'arrêté du 19 mai 2011, ont été intégrés au calculateur. A ce jour, celui-ci ne dispose pas de module spécifique pour l'injection du biométhane mais l'Ifip met à disposition un petit modèle excel qui permet de calculer la recette correspondante afin de l'intégrer dans Méthasim.

Indicateurs économiques et financiers	
Investissements	
- hors subventions	2596 k€
- selon puissance installée	12637 €/kW élec.
- avec subventions	1333 k€
Recettes	
	200 k€/an
Dépenses d'exploitation	
	102 k€/an
Annuités	145 k€/an
Dépenses brutes d'exploitation (y compris annuités)	247 k€/an
Excédent brut d'exploitation	158 k€/an
Solde trésorerie	13 k€/an
Temps de retour sur invest. sans frais financiers (FF)	
	19,4 ans
Temps de retour sur investissement avec FF	
	13,4 ans
Taux de rentabilité interne	
	5,5 %

Figure 2 : Solutions recommandées par GrDF selon la durée d'étiage



Sur les 79 demandes parvenues à GrDF, avant fin 2011 pour le Grand Ouest, il n'y aurait pas de difficultés de débit dans 30 % des cas, 40 % nécessiteraient une réduction de la production de biogaz sur quelques jours à quelques mois et 31 % au-delà de quatre mois.

lement avoir une vocation énergétique. Dans ce cas, seul le surcoût de récolte/ensilage serait à comptabiliser. D'après une note rédigée par la Chambre Régionale d'Agriculture de Bretagne, un surcoût de 200 € pour 5 tMS récoltées/ha/an est à envisager. A titre de comparaison, le coût de production de 16 tMS d'ensilage de maïs/ha est d'environ 1200 €. Ce dernier s'avère plus coûteux mais demande trois fois moins de surface pour une production plus sécurisée et proportionnellement moins fluctuante.

Sur la base de ces coûts et simulations, la prime à l'utilisation de CIVE compense relativement bien (mais pas totalement) leur surcoût de récolte/ensilage. Par contre, l'utilisation d'ensilage de maïs fait chuter le taux de rentabilité interne à moins de 8 % pour le projet à 230 m³ CH₄/h. Sur ces considérations, l'utilisation d'une culture principale énergétique se fera peut-être, mais pour des raisons de sécurisation des approvisionnements en matière organique et de façon relativement marginale. Il est à noter que 20 % des premières unités de méthanisation construites en France utilisent de 20 à 50 % de cultures énergétiques sans aide financière spécifique.

La proportion de lisier de porc à méthaniser est également à optimiser. Avec plus de 95 % d'eau, il est peu méthanogène (moins de 12 m³ biogaz/m³ de lisier), et occasionne un surcoût en génie civil et équipements périphériques. Lorsque le biogaz est valorisé par co-génération, il est prévu une prime à l'utilisation des effluents d'élevage, maximale lorsque ceux-ci représentent au moins 60 % des intrants (en masse). Pour la tarification du biométhane, l'orientation «effluents d'élevage» n'a pas été prise en considération. L'utilisation de lisier devra

donc être bien plus sélective. Cela signifie également que le lien à l'élevage est plus ténu.

Des consommations estivales de gaz parfois limitantes

Compte tenu essentiellement des différences de besoins de chauffage, la consommation de gaz naturel peut varier d'un facteur dix entre l'été et l'hiver. Les réseaux de gaz naturels n'ont pas de capacités de stockage. Le débit d'injection doit donc toujours rester inférieur au débit de consommation de la canalisation. Les incertitudes sont amplifiées si cette consommation repose principalement sur un industriel. Toute baisse de consommation se fera au détriment du producteur de biométhane. Sur les 79 demandes parvenues à GrDF, avant fin 2011 pour le Grand Ouest, il n'y aurait pas de difficultés de débit dans 30 % des cas, 40 % nécessiteraient une réduction de la production de biogaz sur quelques jours à quelques mois et 31 % au-delà de quatre mois. La figure 2 montre les solutions envisageables par GrDF selon la durée d'étiage : stockage dans le gazomètre et synchronisation avec la période de maintenance pour de très courtes durées. Les durées plus longues sont moins évidentes à gérer et leur coût reste à déterminer : stockage sur site, interconnexion entre réseaux (peu fréquente)... Le cas échéant, un autre mode de valorisation du biogaz sera à envisager.

Pascal LEVASSEUR
IFIP - Institut du porc
pascal.levasseur@ifip.asso.fr