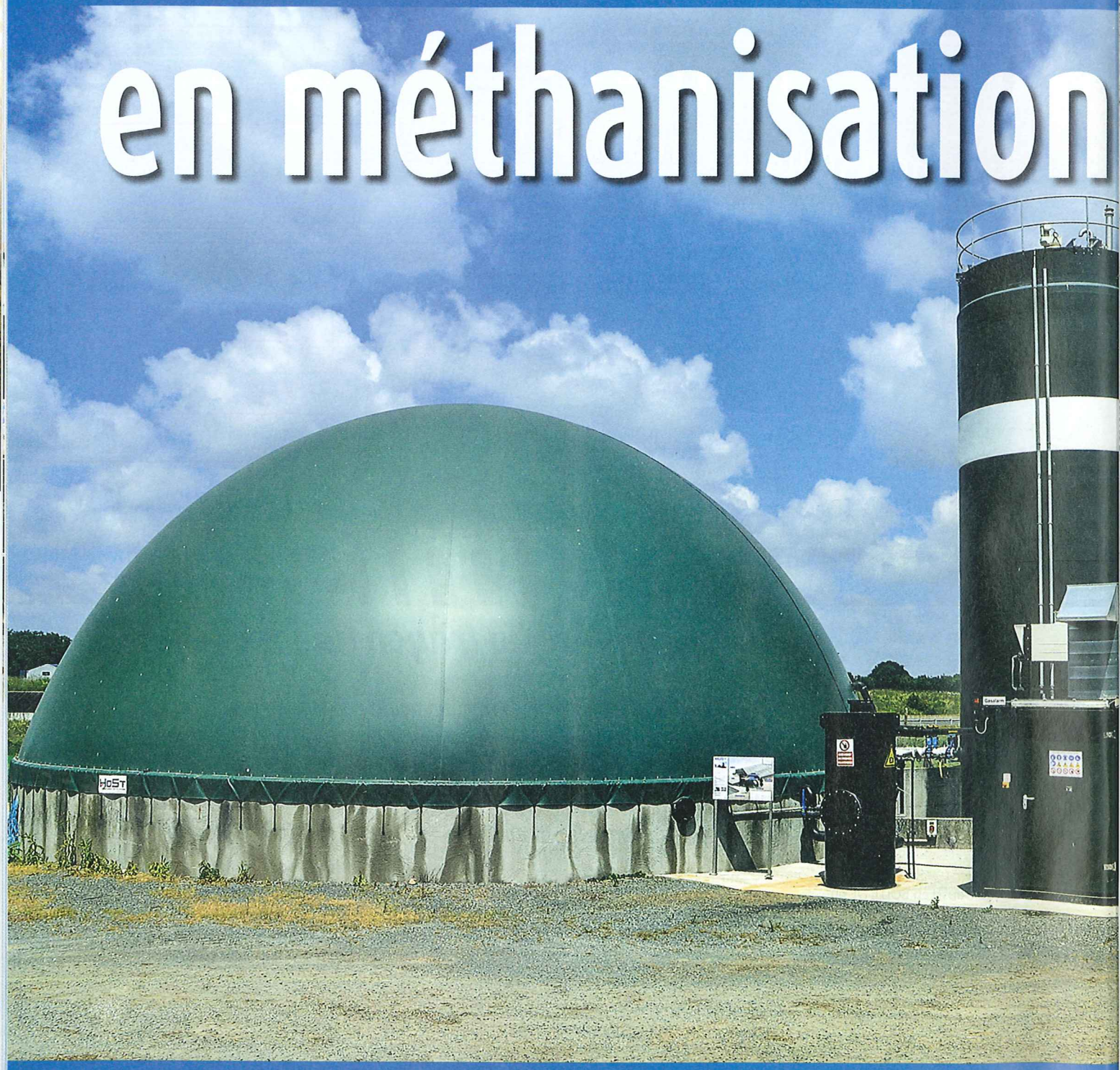
Les conditions de en méthanisation

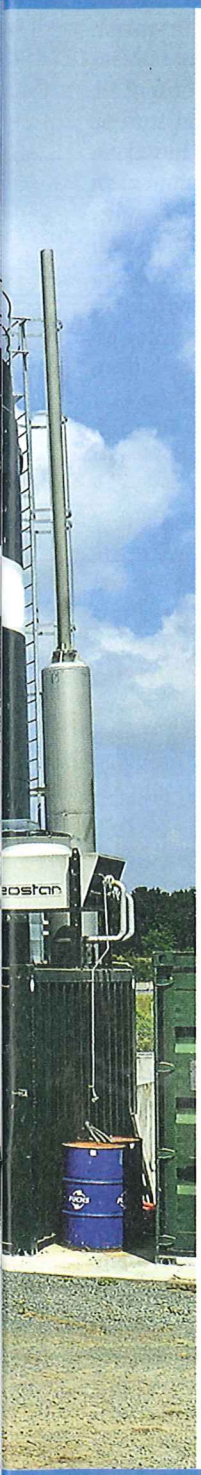


P28 Les points de vigilance pour assurer la rentabilité
En individuel ou en collectif

P32 La petite méthanisation à l'épreuve de la pratique
Suivi de sept unités innovantes

P34 Une unité à la ferme pour méthaniser le lisier
Au Gaec des Buissons dans le Maine

la rentabilité



B. Griffoul

Les retours d'expérience montrent des rentabilités variables et souvent inférieures au prévisionnel. L'injection semble plus prometteuse que la cogénération.

L'intérêt de la méthanisation à la ferme n'est plus à démontrer, que ce soit pour l'élevage (gestion des effluents optimisée, diversification) ou pour la société (production d'énergie renouvelable, réduction des émissions de gaz à effet de serre, désodorisation des effluents). Les ministères de l'Agriculture et de l'Écologie avaient affiché un objectif ambitieux de 1 000 méthaniseurs à horizon 2020. Mais l'arrêté sur le tarif de l'électricité concernant les nouvelles unités de méthanisation n'était toujours pas paru au jour où nous bouclons ce dossier (17 juin). Et le décret qui encadrera l'incorporation de cultures énergétiques était encore en consultation publique. On se dirigerait vers un encadrement de 15 % maximum de cultures énergétiques dans les matières entrant dans le digesteur. Par contre, la loi autorise les Cive (Cultures intermédiaires à vocation énergétique) et les résidus de cultures. En attendant la sortie officielle des textes, les organismes financiers ne veulent pas prendre de risque et les projets sont bloqués. C'est toute une filière qui est à l'arrêt… mais prête à rebondir.
Car des projets, il y en a beaucoup, de toutes les tailles, de tous les styles : voie liquide ou sèche, en individuel ou en collectif, en cogénération ou en injection, avec des déchets extérieurs ou en autonomie… Pourtant, la rentabilité ne semblait pas évidente avant la sortie le 30 octobre 2015 de tarifs revalorisés pour les installations existantes. Le cabinet E-Cube consultant pointait fin 2015 qu'un projet sur trois a été déclaré bloqué au cours de l'année 2015. En raison de difficultés pour financer le projet. Et pour des problèmes d'acceptabilité sociale, avec des recours bloquant provisoirement les projets.

Des projets bloqués

Dans ce dossier, nous présentons les principales conclusions des retours d'expériences des agriculteurs de l'Association des agriculteurs méthaniseurs de France (AAMF) et celles de l'étude de E-Cube. Ainsi que trois unités de méthanisation en fonctionnement depuis plus d'un an : une petite méthanisation, une méthanisation en collectif à huit éleveurs et une unité avec injection de biométhane dans le réseau gaz de ville. ■

P36 Deux unités collectives autonomes en substrats
À la SARL Agritexia en Ardèche

P38 Une unité avec injection à quatre élevages
À la SAS Agribiométhane en Vendée

Les points de vigilance pour assurer la rentabilité

Des pannes et usures prématurées, des déchets parfois durs à obtenir... le résultat réalisé n'est pas toujours à la hauteur du prévisionnel.

C. Preuilh

AVEC LA REVALORISATION DES TARIFS D'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ POUR LES UNITÉS EXISTANTES, l'EBE dégagé pourra couvrir à la fois les amortissements, la rémunération de l'exploitant et les investissements à prévoir.

La rentabilité des unités de méthanisation à la ferme avec de la cogénération, en individuel ou en collectif, ne semble pas évidente. L'AAMF, Association d'agriculteurs méthaniseurs de France, a même tiré la sonnette d'alarme début 2015, suite à une analyse de la rentabilité de ses adhérents ayant une installation de plus de trois ans d'existence. Dans la foulée, l'AAMF et d'autres acteurs de la méthanisation agricole (ATEE club biogaz, APCA, Coop de France...) ont mandaté le cabinet E-Cube Strategy consultants pour réaliser un état des lieux de la filière biogaz. Il porte sur des unités mises en service avant fin 2013. Dans les deux cas, les unités enquêtées valorisent le biogaz produit avec la cogénération, un moteur qui produit de l'électricité et de la chaleur. Les unités qui injectent du biométhane dans le réseau GRDF ne sont pas étudiées. La première unité à la ferme n'a commencé à injecter qu'en 2013.

La revalorisation tarifaire était indispensable

Depuis ces deux enquêtes, le cadre réglementaire des tarifs de rachat de l'électricité a évolué (page 31), améliorant la situation des unités en fonctionnement. « *Sur 75 unités, près de la moitié ont obtenu moins de 10 % de hausse de tarif. Vingt unités ont obtenu entre 10 et 20 % de hausse. Vingt-cinq, plus de 20 % de hausse. Celles qui ont bénéficié le plus de la revalorisation sont les petites unités de moins de 150 kWe; des unités qui n'obtenaient pas de prime d'effluent (grosses unités) alors qu'elles en utilisent beaucoup; et des unités qui ont du mal à valoriser la chaleur. Globalement, on peut dire que la revalorisation tarifaire permet aux unités de couvrir à la fois les amortissements, rémunérer le travail de l'exploitant ou des associés, et d'investir pour améliorer l'unité. Ce qu'elles n'arrivaient pas à faire avant l'avenant tarifaire. Ce qui reste regrettable, c'est de ne pas avoir obtenu l'allongement de la durée du contrat, de 15 à 20 ans* », analyse Denis Ollivier, animateur Trame pour l'AAMF. Les conclusions des deux enquêtes restent donc valables et intéressantes pour mettre en avant des points clés de la rentabilité.

Des difficultés d'approvisionnement en déchets

Le cabinet E-Cube pointe des écarts parfois importants entre le business plan et le réalisé. « *Sur les 54 sites interrogés (44 sites agricoles, 10 sites territoriaux) sur 122 questionnaires envoyés, 65 % déclarent une rentabilité inférieure au prévisionnel, 19 % une rentabilité conforme, 11 % une rentabilité supérieure, 5 % ne se sont pas prononcés. Parmi ceux qui déclarent une rentabilité inférieure, plus de la moitié déclarent un écart important (plus de 5 points d'EBE).* » Selon Philippe Collin, agriculteur méthaniseur de l'AAMF, interrogé avant la parution du nouvel arrêté tarifaire, « *les temps de retour sur investissement annoncés autour de sept ans sont optimistes. Au vu des résultats réels, on est plus sur du douze à quinze ans* ».

Parmi les principales raisons, 53 % des sites font état d'une production de biogaz et donc d'électricité inférieure au prévisionnel. Pour 25 % des sites enquêtés, les recettes redevance déchets sont inférieures au prévisionnel, liées à une baisse des prix à la tonne. Des cas de difficultés d'approvisionnement, avec une compétition accrue pour les déchets, sont recensés. La production de biogaz peut être affectée. « *C'est pour cela que l'on préconise, quand on utilise des matières extérieures, un stockage suffisant pour éviter le flux tendu et les ruptures d'approvisionnement* », indique Philippe Collin.

Pour 22 % des sites enquêtés, la valorisation de la chaleur a été inférieure aux prévisions. Cela a impacté le tarif d'achat de l'électricité (prime à l'efficacité énergétique). Les charges de conduite et de maintenance des installations sont souvent supérieures au prévisionnel.

AVIS D'EXPERT

TRAME

Denis OLLIVIER, animateur Trame et pour l'AAMF

« Les avantages du petit collectif »

« Le grand collectif (plus de dix exploitations) se heurte au coût du transport du digestat, et à celui des effluents, qui sont des matières à faible pouvoir méthanogène ; encore plus si les effluents ne sont pas collectés régulièrement pour rester frais. En outre, la taille de l'unité et les nuisances liées aux mouvements de transport, perturbent l'acceptabilité par le voisinage. Le petit collectif a des atouts. Il rassemble quelques agriculteurs dans un rayon de 5 kilomètres maximum. Au lieu de faire un grand collectif, on peut avoir plusieurs petits collectifs d'une même région, qui se regroupent pour échanger des informations et réaliser des appels d'offres. Ils peuvent travailler avec des process identiques, pour réduire les coûts d'investissement et de maintenance. Ils peuvent aussi créer un groupement d'employeurs pour se partager de la main-d'œuvre salariée. Constituer une Cuma pour les chantiers d'épandage. Partager de l'expérience sur la biologie du digesteur ou la valorisation du digestat. Un bon moyen de réduire les coûts et d'optimiser la performance des unités ! En plus, on bénéficiera d'un meilleur tarif de rachat, car le tarif est dégressif avec la taille des unités, que ce soit en cogénération ou en injection. Et on n'aura pas à aller sur de l'appel d'offres en cogénération, pour les plus de 500 kWe. »

Des financements innovants

- **Quand la rentabilité n'est pas suffisante,** le financement peut coincer, et bloquer certains projets. Le niveau d'engagement financier est élevé, et le porteur de projet ne peut ou ne veut pas forcément mettre autant d'argent sur la table. Dans un plan de financement classique, les banques demandent que le porteur de projet participe à hauteur de 10 % du montant d'investissement.

- **Des solutions alternatives permettent de limiter** l'engagement financier de l'éleveur tout en lui permettant de rester majoritaire. Une société est créée, dont l'éleveur détient 51 % des parts sociales et des investisseurs extérieurs 49 %. Quand l'exploitant ne dispose pas suffisamment d'argent pour conserver la majorité du capital, des outils comme les comptes associés ou les obligations convertibles lui permettent de rester maître de son projet. Le *crowdfunding* permet de faire participer les citoyens au financement. Le crédit bail, le programme investissement d'avenir de la Caisse des dépôts... sont aussi des possibilités à explorer.

Les process s'adaptent aux intrants français plus fibreux

Le cabinet E-Cube et l'AAMF soulignent l'inadaptation du matériel et de la conception aux intrants utilisés en France, qui sont différents de ceux utilisés en Allemagne. La France traite une grande variété de déchets et des effluents plus fibreux qu'en Allemagne, avec un taux d'indésirables qui peut être élevé. Casse des équipements d'incorporation, blocage des brasseurs, usure prématurée… se traduisent par un fonctionnement inférieur au prévisionnel. À la perte de recettes, s'ajoutent des coûts imprévus pour changer le matériel, voire pour adapter la conception du méthaniseur. E-Cube estime que les nouveaux projets bénéficient des premiers retours d'expérience. Les investissements évoluent à la hausse, car les sites sont plus équipés pour entre autres répondre à la diversité des intrants français. Les charges d'exploitation prévisionnelles évoluent aussi à la hausse, pour mieux prendre en compte les casses matérielles ou les interruptions de production.

Provisionner en années 2 et 3 pour les futures réparations

« *Les pionniers, qui ont plus de cinq ans de recul, constatent que les moteurs*

annoncés pour 50 000 à 60 000 heures (environ sept ans) sont très fatigués au bout de quatre à cinq ans. Les équipements (brasseurs, pompes) s'usent prématurément. De grosses réparations apparaissent en année 4 ou 5 », résume Philippe Collin. L'association recommande donc une grande vigilance sur la trésorerie. « *En année 1, il manque des recettes pendant la montée en puissance de l'installation. Les années 2 et 3 sont souvent meilleures, quand l'exploitant maîtrise le process. Il faut alors provisionner, pour passer les années 4 et 5, où de grosses dépenses de réparation sont à prévoir. Nous préconisons de provisionner chaque année 10 % de la valeur ajoutée, pour combler un futur manque de trésorerie, lié à une interruption de production pour opération de maintenance, un achat de matière non prévu…* »

Pour la réussite d'un projet, un bon accompagnement technique est primordial, car la maîtrise de la biologie du digesteur est essentielle. « *Un repère est l'objectif de plus de 8 000 heures de fonctionnement du moteur à puissance nominale* », ajoute Philippe Collin.

Attention au coût du transport des effluents et du digestat

Un des points clés de la rentabilité, c'est évidemment le niveau d'investissement de départ. « *Le repère de 5 000-6 000 euros par kWe (net de subvention) est à raisonner. Ce sera cher si une fausse économie génère des charges opérationnelles élevées, si les coûts de transport des matières sont trop élevés, si la chaleur est mal valorisée, si la biologie n'est pas maîtrisée… bref si on ne génère pas assez d'EBE. Ce sera un bon niveau d'investissement dans le cas inverse*, nuance Denis Ollivier. *Et il faut être très vigilant sur le coût du transport des matières entrant dans le digesteur et du transport et épandage du digestat.* »

Les analyses des retours d'expérience ne font pas apparaître de modèle plus rentable que d'autres : individuel ou collectif, voie liquide ou voie sèche. Il faut choisir le modèle le plus adapté à son environnement et aux effluents produits par la ou les exploitations. ■

Costie Pruilh

L'injection est prometteuse

En 2011, la réglementation française a permis l'injection dans le réseau GRDF du biométhane produit à partir du biogaz issu de la méthanisation à la ferme. L'injection a démarré timidement, vu les coûts et les contraintes de ce modèle. Aujourd'hui, on compte quatorze unités à la ferme. L'injection n'est pas toujours possible, quand l'exploitation est trop éloignée du réseau gaz naturel, ou quand le débit de gaz injecté est supérieur au débit de consommation de la zone. Un réseau avec une consommation qui ne repose que sur un seul industriel est trop risqué.

Le coût est l'autre inconvénient de l'injection. Il faut purifier le biogaz, c'est-à-dire le débarrasser du CO_2 et du H_2S qu'il contient. Les process (membranes, filtres à charbon, PSA) sont coûteux et consommateurs d'énergie. Il faut louer à GRDF le local point d'injection, payer les analyses de gaz. « *Dans les cas où elle est possible, l'injection de biométhane est privilégiée à la cogénération pour des raisons de meilleure rentabilité, et parce qu'il n'y a plus la contrainte de la chaleur à valoriser* », constate le cabinet E-Cube. La politique tarifaire du biométhane injecté est valable quelle que soit la taille de l'unité de méthanisation. Le contrat dure quinze ans. Le tarif d'achat de base est compris entre 95 et 45 euros/MWh pour un débit compris entre 50 et 350 Nm3/h. Et il y a une prime à l'emploi d'effluents agricoles et déchets de l'industrie agroalimentaire.

Le tarif peut atteindre 125 euros par MWh maximum.

Des stations collectives d'injection sont à l'étude

« *Les points de vigilance pour la rentabilité sont la maîtrise de l'investissement et les coûts de transport, notamment pour l'épandage du digestat. À noter aussi, qu'il est stratégique de bien maîtriser la biologie de fermentation pour obtenir un gaz riche en méthane dès le départ. On dépensera moins en système d'épuration du gaz et ça jouera aussi sur le rendement de la production* », pointe Denis Ollivier. Un repère est un débit d'injection de 120 Nm^3. « *Le coût de la location du poste d'injection est forfaitaire. Il faut diluer ce coût avec une production, et donc un débit, suffisant. Ce débit de 120 Nm^3 correspond à une puissance équivalente installée de 500 kWe* », précise Denis Ollivier. Pour lever la contrainte du coût et de l'éloignement du réseau de gaz, des solutions sont à l'étude pour permettre à de petites unités, regroupées en collectif, de monter des projets en injection. Le schéma serait le suivant : plusieurs unités de méthanisation produisent du biogaz, qui est comprimé pour être transporté en bonbonnes, vers des stations collectives d'épuration et d'injection ou des stations de carburant biométhane pour les véhicules. ■ **C. P.**

LES PROCESS D'ÉPURATION DU BIOGAZ (retrait du CO_2 et du H_2S) pour en faire du biométhane sont coûteux et consommateurs d'énergie.

Petite unité et emploi des effluents sont favorisés en **cogénération**

Fin octobre 2015, un arrêté tarifaire est sorti pour soutenir les installations existantes, c'est-à-dire les unités ayant fait une demande d'identification Ademe avant le 15 octobre 2015. Le tarif de base maximum est de 18 c/kWh pour une puissance installée inférieure ou égale à 80 kWe; le tarif de base minimal est de 16,5 c/kWh; évolution linéaire entre les deux. Il n'y a plus de prime à l'efficacité énergétique. La prime aux effluents d'élevage est au maximum de 4 c/kWh quand les effluents représentent 60 % des matières entrantes; elle est au minimum de 0 centime quand il n'y a pas d'effluents d'élevage; évolution linéaire entre les deux; il n'y a plus de dégressivité avec l'augmentation de la taille des unités. « *Au final, le tarif est revalorisé, notamment pour les petites installations - moins de 150 - 200 kWe installé* », indique Sébastien Huet, de l'Ademe.

Pour les nouveaux projets, les projets inférieurs à 300 kWe bénéficieront encore d'un système de tarif d'achat. Le projet d'arrêté, toujours attendu, mentionne: contrat de 20 ans, tarif de base entre 15 (à 500 kWe) et 17,5 c/kWh (< ou = 80 kWe), prime aux effluents entre 0 et 5 c/kWh (de 0 à 60 %). Pas de la prime à l'efficacité énergétique. « *Par contre, dans les dossiers de subvention Ademe, une bonne valorisation de la chaleur reste un critère important* », souligne Sébastien Huet.

Les projets entre 300 et 500 kWe pourront bénéficier de l'obligation d'achat (lire paragraphe précédent), ou choisir l'appel d'offres en complément de rémunération (lire paragraphe suivant). Ces projets seront soumis à l'avis du préfet sur la durabilité de la stratégie d'approvisionnement et sur la valorisation énergétique. « *Il faudra prouver que la cogénération est plus cohérente que l'injection* », précise Sébastien Huet. L'injection est préférée à la cogénération parce qu'elle est plus efficace dans la valorisation énergétique: il n'y a pas de problème de valorisation de la chaleur, tout le potentiel énergétique du biogaz est valorisé. Et aussi parce que la France a plus intérêt à développer une ressource nationale de gaz vert que de l'électricité verte.

C. Prulh

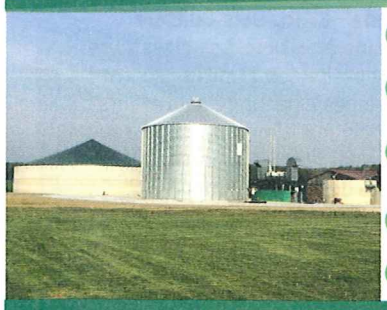
LA POLITIQUE TARIFAIRE FRANÇAISE décourage le choix de la cogénération pour les unités de plus de 300 et surtout de plus de 500 kWe. L'injection sera alors privilégiée.

Les projets au-dessus de 500 kWe devront répondre à l'appel d'offres en complément de rémunération. Ces projets devront vendre leur production électrique sur le marché et contractualiseront avec EDF sur le complément de rémunération. « *Les projets qui passent par appel d'offres ne pourront plus obtenir d'aide à l'investissement de l'Ademe* », ajoute Sébastien Huet. ■

Le spécialiste français de la construction de méthaniseurs agricoles
Des unités biogaz exclusivement conçues pour les éleveurs laitiers

Nous vous apportons la garantie du succès de votre installation biogaz !
Prenez contact avec nos équipes, nos premières études sont gratuites...

valogreen



- Filtration automatisée des indésirables présents dans vos fumiers, lisiers et pailles
- Des rendements optimisés grâce à un micro-broyage de la matière fibreuse
- Aucune mécanique dans les digesteurs : agitation externalisée par circulation de matières et réinjection de biogaz pour un brassage doux et localisé
- Des composants standards et pré-montés pour des temps d'installation réduits
- Une assistance biologique et technique pour des résultats performants

VALOGREEN SAS / 4 rue de la Vignette 60240 REILLY / tel : 09 81 44 86 67 / @ : info@valogreen.fr / www.valogreen.fr

La petite méthanisation à l'épreuve de la pratique

L'Ademe a suivi sept unités innovantes de petite méthanisation et va publier des rapports détaillés pour chacune. Une information indépendante fortement attendue.

ARCBIOGAZ

L'UNITÉ BIOGAZPLUS, dans un élevage laitier du Lot-et-Garonne. Outre les effluents, elle traite 30 % de déchets de céréales extérieurs.

L'Ademe (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) est en train de clore un suivi de sept unités de petite méthanisation (moins de 75 kWe). Après avoir lancé un appel à projets, l'agence a retenu sept binômes associant une exploitation agricole et un constructeur proposant une technologie innovante de petite méthanisation. Cette première unité construite en France était suivie pendant douze mois pour évaluer ses performances avant d'engager le développement commercial[1]. En contrepartie, l'agence accompagnait le projet avec un taux de subvention un peu plus élevé qu'à l'accoutumée. Sur les sept unités, cinq fonctionnent en voie liquide et deux en voie sèche.

Premier enseignement de l'étude : le pouvoir méthanogène des substrats (69 % d'effluent en moyenne) est très variable (de 1 à 4) et inférieur au prévisionnel (11 à 30 %). Un déficit qui a été compensé par des quantités de matière supérieures. Le taux d'expression de ce pouvoir méthanogène varie très fortement selon les unités (de 70 à 114 %), signe de procédés de méthanisation plus ou moins aboutis.

« Exiger un contrat garantie de performances »

« *Globalement, toutes les unités ont rencontré des problèmes*, précise Julien Thual, ingénieur méthanisation à l'Ademe. *C'est normal dans la mesure où il s'agit de la première unité du constructeur ou de la première construite en France. Le plus important, c'était de trouver des solutions pour faire face à ces dysfonctionnements. Parfois, ces solutions n'ont pas été apportées. Nous encourageons les porteurs de projets, qui se lancent sur des technologies innovantes, de bien se protéger en exigeant par exemple auprès*

Deux projets en voie sèche discontinue

1 Méthajade - Guilbaud en Loire-Atlantique. L'unité de 54 kWe est constituée de 4 digesteurs de type garage chargés distinctement. L'investissement s'élève à 16 000 euros par kWe. Exploitant plusieurs unités plus grandes, le constructeur a connu quelques difficultés pour sa première unité de petite méthanisation, notamment quant à l'étanchéité des portes des digesteurs et la gestion des percolats. Le suivi s'est poursuivi pendant 12 mois supplémentaires pour lui permettre de trouver des solutions techniques. Une deuxième unité, améliorée, est également suivie.

2 Erigène - EARL Bois Guilbert en Seine-Maritime. Les digesteurs de la plus petite des 7 unités (36 kWe) sont fabriqués à partir de conteneurs de transport maritime. Le remplissage s'effectue par le toit. Ce procédé a présenté de grosses difficultés : étanchéité du toit, déformation des conteneurs... Le suivi a été stoppé au bout de huit mois et le constructeur mis en liquidation judiciaire.

B. Griffoul

JULIEN THUAL, ingénieur méthanisation à l'Ademe. *« Nous encourageons les porteurs de projets à exiger auprès du constructeur un contrat garantie de performances. »*

du constructeur un contrat garantie de performances, c'est-à-dire une part d'électricité produite par rapport au prévisionnel, sous réserve que le substrat corresponde bien à ce qui était prévu. » Si elle ne concerne pas le processus de méthanisation lui-même, la performance des moteurs de cogénération s'est avérée en retrait par rapport à ce qui était annoncé par les motoristes (29-30 % au lieu de 35-36 %). *« Cela correspond à 15 % de recettes en moins »*, chiffre Julien Thual. Cet écart est encore plus grand lorsque la puissance électrique maximale du moteur n'est pas atteinte, ce qui dégrade son rendement.

« Proposer des solutions d'achat groupé pour améliorer la rentabilité »

Le travail généré par ces unités de méthanisation, ramené au kWe, varie du simple au triple (0,002 à 0,006 ETP/kWe). Il est du même niveau que sur de plus grosses unités, voire supérieur pour la voie sèche. Quid enfin de la rentabilité de la petite méthanisation ?

Pour les quatre premières unités évaluées, l'investissement est nettement plus élevé pour la voie sèche (16 000 euros/kWe) que pour la voie liquide (7 200 euros/kWe) et le taux de subvention varie de 26 à 39 %. Le taux de retour sur investissement prévisionnel allait de sept à neuf ans. Il est tenu pour les unités (Host, Arcbiogaz) qui n'ont pas connu de dysfonctionnement majeur ou rapidement solutionné, tout comme l'EBE. En revanche, quand la production de biogaz n'est pas à la hauteur du prévisionnel, notamment en voie sèche, ces deux critères de rentabilité sont fortement dégradés. Les charges d'exploitations ont généralement été dépassées de 10 % par rapport au prévisionnel. *« Pour améliorer la rentabilité de la méthanisation à petite échelle, il faudrait que les constructeurs proposent des solutions d'achat groupé afin d'en réduire le coût »*, estime Stéphanie Bonhomme, de l'association Trame. ■ **Bernard Griffoul**

(1) Les suivis ont été réalisés par un prestataire (groupement associant S3D, Apesa, Biomasse Normandie).

EN SAVOIR PLUS

Des rapports détaillés sont en cours de publication pour chaque unité suivie et un rapport de synthèse est attendu pour l'automne sur *www.ademe.fr*
Un site européen dédié à la petite méthanisation avec un outil de calcul en ligne de faisabilité économique d'un projet : *www.bioenergyfarm.eu*

Cinq projets en voie liquide

1 Arcbiogaz - Biogazplus dans le Lot-et-Garonne. Dans cette unité (75 kWe) très innovante, digesteur et postdigesteur sont constitués de citernes souples de stockage d'effluents posées sur un lit de sable. Elle a fait preuve d'une très bonne efficacité biologique (taux d'expression du pouvoir méthanogène de 114 %) et n'a pas présenté de dysfonctionnement majeur. Un point reste à optimiser : la consommation électrique liée à l'agitation. Si le coût d'investissement (6 400 €/kWe) est parmi les moins élevés des sept unités évaluées, la question se pose de la durée de vie du matériel. Les poches sont garanties dix ans. Elle a dégagé un EBE annuel (calculé sur les trois derniers mois de suivi et extrapolé) de 66 000 euros. Le taux de retour sur investissement (TRI) est de six ans.

2 Host - Gaec des Buissons dans le Maine-et-Loire. À retrouver en détail page 34.

3 Valogreen - SCA Forzy dans l'Eure. Dans cette unité de 75 kWe, le digesteur est constitué d'une poche souple insérée dans une structure métallique isolée de type silo à grain. L'agitation se fait par recirculation de la phase liquide. Un système qui permet l'autoconstruction. Cette technologie est éprouvée à l'étranger et le coût de l'investissement est parmi les plus faibles (6 300 €/kWe). Ce procédé exprime bien le potentiel méthanogène de la matière (92 %). Mais, pour des raisons d'homogénéisation, il n'a pas permis d'incorporer autant de menue paille que prévu initialement. La production d'électricité n'atteint que les deux tiers du prévisionnel et l'EBE 40 % (26 000 €).

4 Arkolia - EARL Devienne dans le Tarn. Cette unité de 75 kWe est un prototype pour des unités plus grandes. Le digesteur est compartimenté pour maîtriser les différentes phases de la digestion et prévu pour recevoir des matières avec un taux de matière sèche assez élevé (22 %). L'agitation est assurée par injection de biogaz. Cette technologie présente de très bonnes performances biologiques (taux d'expression du potentiel méthanogène de 114 %, charge organique à un niveau jamais observé...). Si elle présente un fort potentiel, cette unité pilote, suréquipée, reste encore onéreuse (10 000 €/kWe) et devra être industrialisée pour en réduire le coût. Deux points restent à optimiser : la consommation électrique assez élevée et l'incorporation de la matière pour atteindre le taux de matière sèche espéré.

5 Agréole Développement - Gaec des Beaudors en Haute-Loire. Cette unité de 35 kWe a été conçue sur un principe de séparation de phase des effluents. Seule la partie liquide entre dans le digesteur. La partie solide est prévue pour être séchée avec la chaleur et réutilisée comme litière sur les logettes. Dans le digesteur, un filtre anaérobie (grilles) permet de fixer les bactéries pour accélérer le processus de digestion et, par conséquent, réduire le temps de séjour. Quelques problèmes sont apparus sur ce filtre (bouchage). Des améliorations ont été apportées. Le bilan n'est pas encore finalisé.

Une unité à la ferme pour méthaniser le lisier

Le Gaec des Buissons dans le Maine-et-Loire, fait partie des unités pilotes de petite méthanisation suivies par l'Ademe. Le fonctionnement et les résultats économiques sont globalement conformes aux attentes.

B. Griffoul

LE DIGESTEUR TOUR FAIT 12 MÈTRES DE HAUT, 4,30 m d'emprise au sol, pour un volume de 135 m³. Le post-digesteur de 500 m³ est issu de la reconversion d'une ancienne fosse.

Lorsque sa coopérative lui a soumis l'idée d'un projet de méthanisation à la ferme, Anthony Ménard, un des cinq associés du Gaec des Buissons, dans le Maine-et-Loire, a posé un cahier des charges très clair : que cette nouvelle activité ne soit pas « *chronophage* » et qu'elle présente un « *intérêt économique* ». L'unité de méthanisation, en voie liquide, traite uniquement les effluents issus de la stabulation des vaches laitières (110 vaches et génisses). Les autres ateliers (génisses, jeunes bovins et volailles) situés sur des sites différents et pourvoyeurs d'effluents solides en sont exclus. L'appel à projets de l'Ademe pour étudier des technologies innovantes de petite méthanisation, assorti d'aides financières importantes et d'un suivi de 12 mois (voir page 32), a donné le coup de pouce pour se lancer.

La paille remplacée par des matelas et de la menue paille

« *Nous voulions bien être les premiers mais à condition d'avoir des garde-fous pour baliser le projet* », affirme Anthony Ménard.

Par ce projet pilote, la coopérative Terrena cherchait aussi à élaborer un modèle d'unité de petite méthanisation à proposer aux exploitations laitières d'une centaine de vaches ou plus. L'unité de méthanisation est en service depuis février 2014. D'une puissance électrique de 65 kWe, elle est constituée d'un digesteur tour isolé, dans lequel se produit 80 % de la production de biogaz (12 jours de fermentation), et d'un post-digesteur en béton (37 jours). Le digestat est stocké dans une fosse géomembrane de 3 000 m³. Le constructeur néerlandais, Host, avait déjà deux unités en fonctionnement dans son pays. La mise aux normes de la stabulation avait été faite en 2009. Mais, les effluents étaient trop pailleux — 5 kilos de paille par logette et par jour — pour être traités par cette technologie qui supporte au maximum 12 % de matière sèche. Les logettes en béton ont été équipées de matelas et sont désormais recouvertes d'un kilo de menue paille, récoltée sur l'exploitation (50 à 70 tonnes). Une pré-fosse ouverte de 50 m³, avec un fond en pente, a été creusée à la sortie de la stabulation. Les refus des animaux et déchets de silos, ou encore des déchets de pommes fournis gratuitement, mais sans contrat, par une entreprise voisine, y sont directement incorporés au godet. La menue paille et les pommes, bien qu'elles ne représentent que de petites quantités, améliorent sensiblement le pouvoir méthanogène du substrat. Mais, gare

CHIFFRES CLÉS

- **294** hectares
- **5 700** tonnes de substrats (3 800 tonnes prévues initialement)
- **135** m³ pour le digesteur et 500 m³ pour le post-digesteur
- **400** MWh d'électricité par an
- **175** euros/MWh. 220 euros depuis le 1er janvier 2016
- **65** kWe de puissance installée

B. Griffoul

ANTHONY MÉNARD, du Gaec des Buissons, en charge de la méthanisation. *« On peut être innovant sans prendre de risques inconsidérés, mais à condition d'être bien accompagné. »*

Des résultats conformes au prévisionnel

- **La mise en place de la méthanisation a coûté 603 000 euros,** dont 576 000 euros pour l'unité (8 900 €/kWe). Le reste concerne les matelas à logettes et la reprise de la menue paille. Cet investissement a été financé à hauteur de 38 % par une subvention de l'Ademe et par deux emprunts (7 et 13 ans). Terrena a apporté également une garantie par le biais de ses contrats Sentinelles de la terre, qui promeuvent les solutions innovantes en faveur d'une agriculture écologiquement intensive. Pendant deux ans, la coopérative garantit la production d'électricité à hauteur de 80 % du prévisionnel. Au-delà de 120 %, le surplus lui revient. L'Ademe a calculé la rentabilité de l'unité en considérant les trois derniers mois de suivi en régime quasiment stabilisé. La production électrique est de 18 % supérieure au prévisionnel, grâce notamment à l'apport de déchets de pommes. Ramenée à une année entière, elle s'élève à 400 MWh. *« Après correction des dernières difficultés techniques »*, estime l'agence, elle pourrait atteindre 500 MWh. Les charges (35 000 €), notamment la maintenance de la cogénération (45 % des charges), se sont avérées supérieures de 18 %. Il en résulte un excédent brut d'exploitation (EBE) de 39 000 euros, conforme au prévisionnel et couvrant largement l'annuité de 28 000 euros. Avec le nouveau tarif d'achat de l'électricité, l'EBE augmentera (sur ces mêmes bases) de 18 000 euros par an.

- **Le temps de retour sur investissement** (hors frais financiers) est estimé à 9 ans. *« D'un point de vue économique, il est nécessaire de respecter une taille critique d'élevage qui ne saurait être inférieure à 110 vaches laitières, la configuration optimale pour un 65 kWe se situant autour de 150 vaches »*, conclut l'Ademe à propos de la technologie mise en œuvre au Gaec des Buissons.

au risque d'acidose avec les pommes. *« Bien balisé »* et construit sur un *« prévisionnel très dur »*, le projet n'a pas réservé de mauvaise surprise. Seulement quelques problèmes mécaniques, mais qui ont été vite résolus par le constructeur. La pompe prévue initialement pour mélanger la matière a été remplacée et un malaxeur rajouté car la menue paille restait en surface. *« En passant d'un système fumier à du lisier, on ne savait pas comment se ferait le mélange. La pré-fosse, qui a nécessité des ajustements afin de pouvoir incorporer plus de matière sèche, a été le point central pour le fonctionnement du système »*, indique Anthony Ménard.

Quelques difficultés pour homogénéiser le substrat

Les effluents se sont également révélés plus liquides que prévu : *« on avait sous-estimé la quantité d'eau provenant des robots »*. Si le pouvoir méthanogène s'en est trouvé affecté, la résolution des problèmes d'homogénéisation et l'incorporation de déchets de pommes ont permis de le remonter. *« Les performances biologiques et technologiques de cette installation sont tout à fait satisfaisantes sur la première année de fonctionnement »*, conclut l'Ademe à l'issue de son suivi.
Finalement, la principale difficulté, comme dans tous les projets de méthanisation, est liée à l'absence de visibilité dans les délais de raccordement au réseau électrique et d'obtention du contrat, alors qu'avec un transformateur 20 000 volts à 100 mètres du site, les conditions semblaient idéales.
Si les résultats de production de biogaz et d'électricité sont au rendez-vous, l'éleveur estime que la transformation des effluents en digestat lui a permis aussi d'économiser 20 à 25 % d'engrais chimiques. Il remplace notamment le premier apport d'azote sur céréales. En revanche, seulement la moitié de la chaleur disponible est valorisée, pour fournir l'eau chaude sanitaire de l'élevage et chauffer des logements d'habitation.

B. Griffoul

LES EFFLUENTS sont homogénéisés dans la pré-fosse située en bout de stabulation. Les autres déchets (refus, silos, pommes) sont déversés au-dessus du malaxeur avec un godet.

Une technologie automatisée très peu chronophage

Quant au temps de travail, le contrat est parfaitement rempli. *« Hormis l'ajout d'un godet dans la pré-fosse, je passe 15 minutes par jour pour la surveillance de l'unité, une heure par semaine pour un tour plus global et, de temps en temps, deux heures pour l'entretien »*, détaille Anthony Ménard. Soit en moyenne 19 heures par mois. Le fort degré d'automatisation de l'unité limite considérablement le temps nécessaire à son pilotage.
Au-delà de la rentabilité, l'éleveur y trouve un intérêt non quantifiable : *« pouvoir dire que nous réduisons par deux les émissions de gaz à effet de serre de notre production laitière et que nous participons à l'effort écologique me plaît beaucoup. Ce modèle d'économie circulaire avec une ferme qui produit des céréales et du lait et une production bovine qui fertilise les terres et produit de l'électricité, c'est celui que j'ai envie de voir émerger pour l'agriculture française de demain. »* ■

Bernard Griffoul

Deux unités collectives autonomes en substrats

La SARL Agritexia en Ardèche regroupe huit exploitations. Le projet a été scindé en deux unités, plus faciles à faire accepter et à conduire.

B. Griffoul

François Coste, Anthony et Denis Feasson, trois des dix-sept associés d'Agritexia. *« Au départ, nous n'avions pas suffisamment appréhendé le temps de transport et d'épandage. »*

Chiffres clés

- **8** exploitations totalisant 1200 ha et 600 vaches laitières
- **25 000** tonnes d'effluents par an
- **2** unités avec digesteur et postdigesteur de 1600 m³ et moteur de 200 kWe pour l'une ; 1800 m³ et 250 kWe pour l'autre
- **1555** MWh d'électricité et 1520 MWh de chaleur produite par la première unité en 2015
- **175** euros/MWh d'électricité

Le premier projet de méthanisation, en cogénération, qui prévoyait de valoriser 30 000 tonnes d'effluents sur un même site (650 kWe), s'est heurté à la création d'une association d'opposants menée par un spécialiste de la communication… *« Nous avons réfléchi autrement. C'est finalement très bien ainsi »*, reconnaît François Coste, un des associés de la SARL Agritexia, qui réunit autour de la méthanisation huit exploitations laitières (17 éleveurs) d'Ardèche, toutes en agriculture biologique. Le projet initial a été scindé en deux unités (200 et 250 kWe), une troisième étant envisagée pour plus tard. François Coste n'y voit que des avantages : des démarches administratives moins lourdes (ICPE soumise à déclaration au lieu d'autorisation), un financement bancaire plus facile à négocier, des transports d'effluents et de digestats mieux rationnalisés et un dimensionnement qui permet une gestion en direct par les agriculteurs. Et, d'opposants, il n'y a plus eu. La première unité, en fonctionnement depuis l'automne 2014, a été implantée sur le site du Gaec Coste ; la deuxième, à quelques kilomètres, sur une zone d'activités. Elle est en service depuis février dernier. Toutes deux sont construites sur la technologie voie liquide infiniment mélangée de l'assemblier allemand Agrikomp. Chacun des associés de la SARL est responsable à tour de rôle pendant une semaine d'une unité de méthanisation. Il remplit le digesteur le week-end et, en semaine, un autre éleveur s'en charge pour les deux sites.

« Financement collectif du stockage des effluents »

Pour ce groupe d'éleveurs, la méthanisation est une étape supplémentaire d'un cheminement collectif né en 2009 d'un appel à projets sur la réduction des pesticides. Quelques années plus tard, une dizaine d'entre eux se sont convertis à l'agriculture biologique, puis se sont intéressés à la méthanisation. *« Notre idée de départ était d'assainir les effluents, d'améliorer leur valeur fertilisante et d'avoir des fourrages de meilleure qualité en séchant de la luzerne avec la chaleur. Des objectifs capitaux en agriculture biologique »*, explique François Coste. Après un an et demi de recul, l'éleveur estime que la méthanisation leur a apporté *« deux choses fondamentales »*. D'une part, *« la capacité d'épandre des effluents qui ne sentent plus »*. D'autre part, *« le financement collectif du stockage des effluents et du transport et de*

B. Griffoul

LE CHARGEMENT DES EFFLUENTS ET LES VÉRIFICATIONS ET MESURES D'USAGE prennent au quotidien trois quarts d'heure à une heure par site et, toutes les 600 heures (25 jours), l'entretien de l'installation prend trois heures à quatre personnes.

Un investissement optimisé

- **L'investissement réalisé par Agritexia** s'élève à 1,5 million d'euros pour la première unité (200kWe) et 1,8 million pour la seconde (250 kWe). Les deux ont bénéficié d'un taux de subvention de 22,5 % (Ademe, région Rhône-Alpes, Feader). *« Le taux de subventions est relativement bas parce que nous avons fait un important travail d'optimisation en termes d'investissement »*, précise Nicolas Ribes. Pour financer la première unité, les associés de la SARL ont mis sur la table 250 000 euros d'autofinancement et un emprunt sur 15 ans a été contracté auprès de deux banques (Crédit agricole Sud-Rhône-Alpes et Centre-Est).
- **Le même pool bancaire a soutenu le second projet** en mettant 150 000 euros en compte courant. *« Ce montage est d'une importance capitale car il permet aux exploitants de financer le projet sans mettre d'apport »*, souligne Nicoles Ribes. La troisième unité envisagée au départ n'est pas programmée pour l'instant. Sur le premier exercice d'exploitation, la première unité de méthanisation a dégagé un chiffre d'affaires de 305 000 euros, supérieur de 10 % aux prévisions, établies sur un *« business plan plancher »*. Il n'intégrait pas la valorisation de la chaleur faute de visibilité suffisante. L'installation a fonctionné 8 350 heures pour 8 000 heures attendues. La partie semble donc bien engagée.

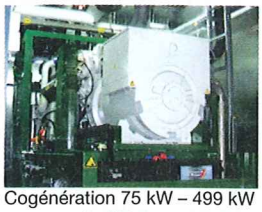
l'épandage du digestat. C'est déjà un joli billet. » Le groupe a créé début 2015 le GIE - Méthabio 07 - labellisé GIEE (Groupement d'intérêt économique et environnemental), qui a investi, à hauteur de 400 000 euros (70 % d'aides), dans des équipements de transport des effluents et d'épandage du digestat.

« Configurer le projet sur un gisement endogène »

Le projet a été rondement mené - trois ans pour la première unité, sept mois seulement pour la seconde. Il est bâti sur une autonomie en substrats. *« Pour sécuriser un process, il est important de le configurer sur un gisement endogène,* insiste Nicolas Ribes, directeur du bureau d'études Scara, qui accompagne le groupe d'éleveurs depuis ses débuts. *Les apporteurs de capitaux sont aussi les apporteurs d'effluents et de parcelles d'épandage. Il n'y a pas de risque de rupture de contrats. Les banques sont très vigilantes sur cet aspect-là.* » Pour améliorer le pouvoir méthanogène du substrat, des déchets de céréales, de pommes de terre et de fabrication de jus de fruits - non contractualisés - complètent (à hauteur de 10 à 15 %) la ration des digesteurs. *« On ne peut pas intégrer ces gisements en amont du projet car ils ne sont pas sécurisés*, poursuit le consultant. *On met en exploitation puis on développe l'approvisionnement. La rentabilité est exponentielle car les charges de structure sont identiques. Cela permet aussi d'être crédible auprès des fournisseurs de déchets. Mais, dans le projet, il faut anticiper ce développement.* » Les digesteurs ont donc été dimensionnés en prévision d'une

Vous souhaitez un investissement rentable, durablement ?
Vous pensez que votre biomasse mérite mieux ?
> Choisissez PlanET pour votre Méthanisation

PlanET en France :
- déjà 30 installations réalisées
- équipe technique/Laboratoire
- conseils « sur mesure »


Cogénération 75 kW – 499 kW avec service/dépannage

Installations Biométhane à haut rendement

Installations collectives avec biomasses difficiles (fumier,herbe..)

Nouvelle gamme agricole dès 75 kW elec.

Service technique et Laboratoire

Constructeur d'installations pour l'Agriculture depuis 20 ans, PlanET a déjà réalisé 400 installations dans le monde. Les exploitants bénéficient de **l'expérience et de la meilleure technologie** actuelle pour valoriser leurs biomasses en cogénération ou en biométhane. La **fiabilité** des installations PlanET et le **Service technique** basé en France permettent d'atteindre les **performances prévues**. **Contactez PlanET** pour la mise en place de votre projet.

PlanET

Rencontrons-nous lors des prochains évènements :
> Salon SPACE à Rennes, 13-16 septembre 2016
> Portes ouvertes au GAEC MORLOT, Rue Principale, Soulaucourt sur Mouzon (dep. 52), les 23 et 24 septembre 2016, 250 kW, majorité de fumier, bâtiment simple de séchage

Rue Ampère - 35340 Liffré
Tel : 02 23 25 56 50
www. biogaz-planet.fr

B. Griffoul

LE GIE MÉTHABIO 07 est équipé de deux remorques bennes et cinq tonnes à lisier (de 11 à 18 m³), dont quatre avec pendillard. Il loue également un tracteur.

augmentation de puissance. Il suffira de changer les moteurs de cogénération et de modifier le contrat d'achat d'électricité. Des ensilages d'intercultures (seigle, trèfle) sont également utilisés en été, lorsque les volumes d'effluents sont moins importants.

La chaleur n'est pas encore valorisée au maximum

« Ces projets de méthanisation sont très complexes à appréhender. Il reste encore des aspects à optimiser », reconnaît Nicolas Ribes. La valorisation de la chaleur, notamment, n'est pas encore à la hauteur des espérances. Sur la première unité, elle est utilisée par le Gaec Coste pour chauffer une maison d'habitation, le robot de traite et alimenter deux chauffe-eau de 500 litres. Une zone artisanale, qui prévoit notamment du séchage de bois, doit être créée à proximité. Mais, elle n'a pas encore vu le jour. Sur la deuxième unité, la chaleur devrait être utilisée en hiver par un maraîcher qui va s'installer à proximité. Un séchoir de balles rondes (Clim. Air.50) a été installé sur chacun des deux sites. Mais, ils sont encore peu utilisés. *« Dans un premier temps, nous nous sommes focalisés sur le montage du projet. C'est difficile de tout gérer »*, concède François Coste. Loin de les décourager, la complexité inhérente à tout projet de méthanisation a renforcé la cohésion de ce groupe d'éleveurs. *« Individuellement, on ronronnait. On était au bout d'un système. Aujourd'hui, ce sont huit fermes qui ont la banane »*, se réjouit François Coste. ■

Bernard Griffoul

Une unité avec inj

La SAS Agribiométhane, fondée par quatre élevages laitiers et porcins, produit du biométhane qu'elle injecte dans le réseau gaz de Mortagne-sur-Sèvre, en Vendée.

G. Blanchet

LES DIX AGRICULTEURS ASSOCIÉS DE LA SAS AGRIBIOMÉTHANE. Le résultat 2015 a permis de combler le déficit de 2014 (année de démarrage), et de partager un peu de résultat entre les associés. La SAS doit encore consolider ses débouchés.

Le 18 avril 2014, Agribiométhane envoyait ses premiers mètres cubes de biométhane dans le réseau gaz de ville de Mortagne-sur-Sèvre, en Vendée. *« Début 2015, la production de gaz était de 65 Nm3/h. Sur le second semestre, le débit a bien progressé pour atteindre 80 Nm3/h en décembre. Au premier juin 2016, l'unité de méthanisation a produit 85 Nm3/h »*, chiffre Damien Roy, président d'Agribiométhane.

Le choix de l'injection s'est vite imposé. En janvier 2010, les dix éleveurs des quatre exploitations fondatrices d'Agribiométhane font faire leur étude par le bureau Astrade. *« À l'époque, on ne pouvait valoriser le biogaz qu'avec de la cogénération, un moteur qui produit de l'électricité et de la chaleur. Or, nous ne pouvions pas valoriser correctement la chaleur. Donc on a laissé tomber. En 2011, l'évolution de la règlementation rend possible l'injection de biométhane, et notre projet est relancé. »*

Sécuriser l'approvisionnement en matières extérieures

Agribiométhane a été dimensionnée pour valoriser les 16 000 tonnes par an de lisier de porc et bovin, fumier de bovin, et fiente de canard, des quatre élevages. Mais aussi 6 000 m³ de déchets d'industries agroalimentaires, nombreuses dans la région. *« Dès le départ, nous voulions être un centre de traitement de déchets ; c'est cohérent avec notre environnement. »* Les déchets de

ction à quatre élevages

biscuiterie, boues de laiterie, graisses de cuisson… représentent un tiers des matières entrant dans le digesteur. *« Ces déchets ont un fort pouvoir méthanogène : 60 % de la production de biogaz est de leur fait. Par contre, un de nos points de vigilance permanent est la sécurisation de nos approvisionnements en déchets extérieurs »*, souligne Damien Roy.

Sécuriser le débouché du biométhane

À la création d'Agribiométhane, les dix agriculteurs (93 % du capital) ont fait entrer au capital la coopérative Terrena (3,5 %) et la Lyonnaise des eaux (3,5 %), qui gère entre autres le traitement de déchets d'industries agroalimentaires. *« L'entrée de ces deux actionnaires a permis de rassurer les banques. Nous l'avons fait aussi pour sécuriser notre approvisionnement. Avec l'expérience, je dirais que ce n'est pas suffisant. Même avec un actionnaire, même avec des contrats, il faut toujours rester vigilant et bien diversifier son portefeuille de fournisseurs. »*

Le second point de vigilance d'Agribiométhane, c'est de sécuriser son débouché pour le biométhane. *« Nous injectons du gaz de façon régulière, or la consommation de gaz est très saisonnière. Notre production atteint le niveau de la consommation du réseau quatre mois dans l'année. Quelques dimanches, nous devons même brûler le biogaz avec une torchère, car le réseau ne peut plus l'absorber, faute de consommation suffisante. »*

CHIFFRES CLÉS

- **650** ha de parcelles
- **16 000** tonnes d'effluent d'élevage (bovin, porc, canard)
- **6 000** m³ de sous-produits agroalimentaires
- **1 880** m³ pour le digesteur et 1 200 m³ pour le postdigesteur
- **425** kWe de puissance équivalente installée
- **550 000** Nm³ de biométhane injecté
- **123** euros/MWh pour un contrat de 80 Nm³/h. À partir de juin 2016, passage à 121 euros pour un contrat de 85 Nm³/h.

Spécialiste de la méthanisation agricole
Déjà plus de 45 installations en service en France

agriKomp

Vous avez un projet de méthanisation ?
Nous avons une solution !

Solution cogénération COMPACTE
- agriSelect :
- De 75 à 150 kW_{el}
- Des composants standards pré-montés
- Réalisable en seulement 5 semaines
- Choix d'intrants flexible

Solution cogénération SUR MESURE
- Installation individuelle :
- Parfaitement adaptée aux besoins particuliers de votre exploitation
- Composants éprouvés dans plus de 800 installations mondiales
- Conçue pour les compositions d'intrants exigeantes (fumier, ensilages)

Solution ÉPURATION
- agriPure :
- Solution complète pour la méthanisation et l'épuration de biogaz
- Un seul interlocuteur pour votre projet
- Trois étages de modules membranaires purifient parfaitement le biogaz brut (jusqu'à 99% de biométhane)

agriKomp : Conception, réalisation et maintenance des installations de biogaz
www.agrikomp.fr | info@agrikomp.fr | Tél. : 02 54 56 18 57

AGRIBIOMÉTHANE

LE SITE D'AGRIBIOMÉTHANE, situé à Mortagne-sur-Sèvre en Vendée. L'étude du projet montrait que l'injection était rentable. Pas la cogénération.

Agribiométhane cherche un autre débouché. « *Notre projet est de valoriser le gaz en tant que carburant. Nous avons testé une station carburant pour un car scolaire pendant un mois et demi. Quelques transporteurs routiers proches de Mortagne sont intéressés pour investir dans des camions roulant au biométhane. S'agissant d'entreprises agroalimentaires, nous ferions alors coup double : sécuriser à la fois nos approvisionnements et notre débouché.* »

Séparer le digestat pour respecter le plan d'épandage

Agribiométhane a aussi en charge la gestion des effluents d'élevage entrant dans le digesteur et l'épandage du digestat. La SAS prend les effluents deux fois par semaine dans chaque exploitation, et rend le digestat dans les îlots culturaux, dans dix fosses. « *Les matières sont complètement mutualisées. Tout le monde est traité de la même manière.* »

Pour respecter le plan d'épandage par rapport à la norme phosphore, Agribiométhane a opté pour la séparation de phase du digestat, avec une centrifugeuse. La phase solide, riche en phosphore, est vendue à un composteur. La phase liquide, riche en azote ammoniacal, pauvre en phosphore, est épandue par un entrepreneur pour le compte d'Agribiométhane, sur les 650 hectares des quatre exploitations. ■ **Costie Pruilh**

Parmi les intervenants : Astrade, bureau d'études ; Évalor pour le process méthanisation ; Verdemobil pour le process d'épuration du gaz ; Cerfrance pour le conseil économique et juridique.

« Un **retour** positif sur l'élevage »

Au Gaec des Deux rives. « *En cette période de crise, on peut dire que la méthanisation apporte un plus. L'épandage est pris en charge par Agribiométhane, soit environ 6 000 euros par an d'économie pour notre Gaec. Les associés d'Agribiométhane toucheront un retour sur le résultat 2015 de la SAS, au prorata de leur investissement. Pour une première année d'exploitation complète, c'est très bien* », résument Lionel Blouin, Jean-Paul Boissinot et Jean-Claude Arnou, les trois associés. Agribiométhane les libère complètement du travail de gestion des effluents (fumier mou et lisier). « *Le temps libéré est largement rempli par celui passé sur l'unité de méthanisation. Un week-end sur onze, un associé ou le salarié est de permanence pour surveiller et intervenir en cas d'alerte. L'alimentation du digesteur se fait automatiquement le week-end, à partir des fosses de stockage des effluents et des graisses. C'est un travail différent, et on se voit davantage entre nous !* »

La méthanisation permet au Gaec d'économiser de l'engrais minéral. « *Avant, nous achetions environ 40 tonnes d'azote minéral. Aujourd'hui, la phase liquide du digestat, riche en azote ammoniacal, rapidement assimilable par les plantes, nous permet de remplacer une partie de l'engrais minéral. En 2015, qui était une très bonne année pour la valorisation des engrais, sur blé, nous avons fait l'impasse de 300 kg azote minéral par hectare ; sur maïs 100 à 150 kg ; sur prairie, 100 à 150 kgN/an. Pour préserver la matière organique de notre sol, nous enfouissons nos couverts végétaux.* » ■ **C. P.**

Un résultat réalisé supérieur au prévisionnel

■ **L'unité de méthanisation a coûté 3,4 millions d'euros :** 25 % pour les bâtiments, le digesteur, le postdigesteur, la voirie... Le budget est important car la fosse de stockage des graisses et celle du fumier sont enterrées pour des raisons d'odeur ; 25 % pour le stockage du digestat ; 25 % pour le process de méthanisation (brasseurs, pompes, traitement d'odeurs...) ; 25 % pour le process d'épuration du biogaz et la chaudière pour maintenir en température le digesteur.
Les 3,4 millions d'euros ont été financés avec 31 % d'aides ; 57 % de prêts bancaires sur douze ans ; 12 % d'apport des dix agriculteurs, de Terrena et de la Lyonnaise des eaux (respectivement 97 %, 3,5 %, 3,5 %).

■ **Le résultat d'exploitation sort à 62 600 euros** en 2015, plus que le prévisionnel (23 000 euros). C'est grâce à un produit supérieur au prévisionnel (+ 100 000 euros), malgré des charges supérieures (+ 54 000 euros). La vente de gaz (731 000 euros) a été supérieure au prévisionnel. Il y a 33 000 euros de redevance déchets, soit un peu moins que le prévisionnel. « *Nous préférons des produits plus méthanogènes, quitte à les faire entrer gratuitement, que des produits de moins bonne qualité qui nous amènent plus de redevance. Économiquement, on s'y retrouve largement !* »

■ **Côté charges,** les plus gros postes sont : l'épandage par l'entrepreneur (78 500 euros) ; EDF pour alimenter pompes, brasseurs, système d'épuration du gaz... (77 000 euros) ; la redevance injection (73 000 euros) ; les intérêts d'emprunt et des comptes associés et le coût salarial (124 000 euros) ; le contrat de maintenance pour le système d'épuration (44 000 euros)... « *Nous n'avons pas eu de mauvaises surprises.* »

■ **« Pour 2016, nous espérons 200 000 euros de résultats,** *grâce à une hausse des ventes de gaz, et malgré une augmentation des charges prévisionnelles (provision en prévision d'une panne).* »