

## Méthanisation agricole : quelle rentabilité selon les projets ?

**Combien coûte la méthanisation agricole, quelles sont les conditions de la rentabilité ?**

**Pour répondre à ces questions simples en apparence, il faut comprendre comment se construit le « modèle d'entreprise », c'est-à-dire décrire l'organisation de la méthanisation agricole, ses finalités et ses moyens, et la manière dont se crée la valeur ajoutée.**

**D**

ans un premier temps, la typologie des projets, et les principales composantes économiques du modèle d'entreprise sont présentées. Puis nous présenterons les mécanismes de soutien à la production d'énergie mis en œuvre par les pouvoirs publics, avec ce qui en constitue selon nous les forces, faiblesses et limites. Pour terminer, nous présentons des pistes de réflexion actuellement débattues entre les parties prenantes dans le cadre du débat sur la transition énergétique.

### Typologie des projets et leur composante économique

#### Un large éventail de « modèles d'entreprises »

La méthanisation concerne un large éventail de projets, que l'on peut classer (figure 1) selon :

- l'origine et la nature des substrats traités,
- le mode de portage des projets : maîtrise d'ouvrage, gouvernance...

La plupart des installations actuellement en fonctionnement – notamment les unités de digestion de boues urbaines, d'effluents industriels, et de déchets municipaux – sont réalisées sous maîtrise d'ouvrage du producteur de déchets : collectivité locale, industrie. En règle générale, ces installations sont « mono-producteur » et traitent des déchets d'une seule origine : par exemple, les boues et les matières de vidanges collectées dans le cadre du service public de traitement des eaux usées d'une collectivité.

Dans le secteur agricole, la maîtrise d'ouvrage peut être assurée par une entreprise agricole, ou un groupement d'entreprises agricoles. On parle alors de méthanisation agricole « à la ferme » dans le premier cas, et de méthanisation « collective » ou « territoriale » dans le cas

d'un regroupement. On distingue également les « grands collectifs » et les « petits collectifs », la limite se situant autour du mégawatt électrique.

Toutes ces installations traitent mais dans des proportions variables :

- des déjections d'élevage,
- des résidus de cultures (menues pailles de céréales par exemple),
- des biodéchets d'origine principalement agroalimentaire, dans des proportions très variables – entre zéro et 80%.

La tendance est à l'introduction de cultures intermédiaires non alimentaires dans les digesteurs. Ces cultures sont implantées entre deux cultures pour protéger les sols, et limiter les lessivages de polluants.

En revanche, la méthanisation de cultures énergétiques dédiées, cultivées à cette fin uniquement, est une option en France très limitée, à la différence de ce qui est pratiqué dans d'autres pays européens, notamment en Allemagne.

Les porteurs de projet peuvent également faire appel à une entreprise spécialisée : développeur, investisseur, fournisseur d'énergie, société de service en traitement de déchets ou de fabrication de compost.

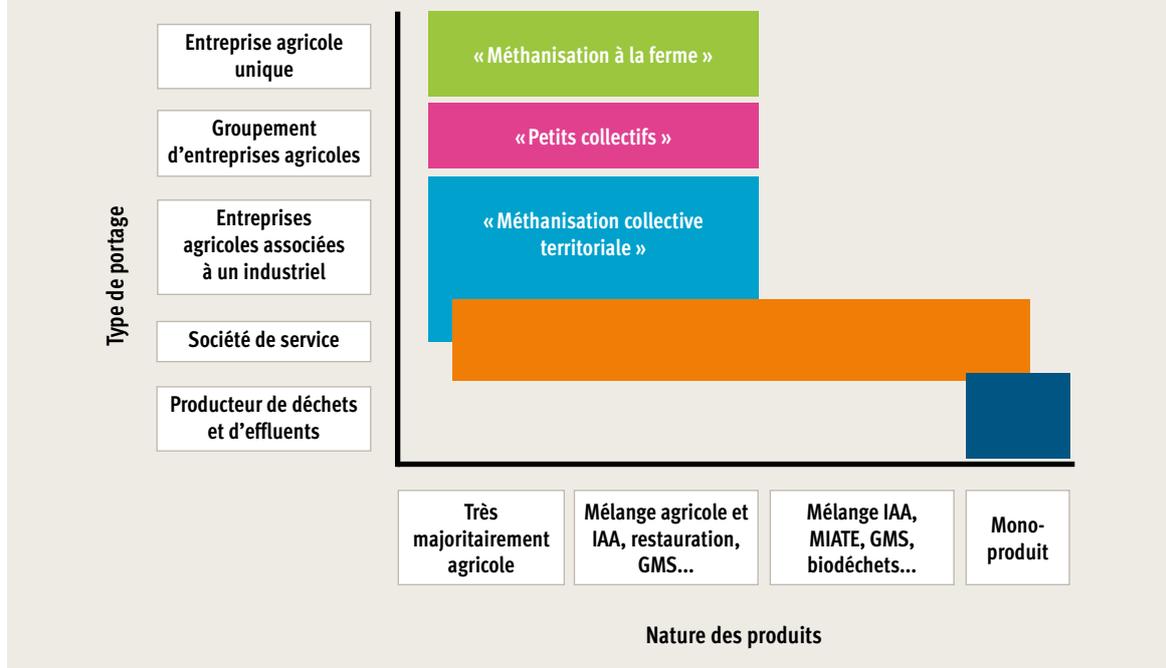
Il n'y a toutefois pas de délimitation étanche dans cette typologie. La panorama des possibles est d'une extrême diversité.

#### Les composantes du modèle d'entreprise

Dans le modèle d'entreprise de la méthanisation, le volet « recettes » peut se décomposer en différents termes :

- l'énergie : essentiellement la vente d'électricité, de chaleur ou de biométhane, parfois les économies de combustible *via* l'autoconsommation du biogaz ;
- les redevances de traitement des déchets, ou les économies de traitement, selon le point de vue (de l'entreprise prestataire ou du producteur de déchets) ;

- ❶ Typologie des projets selon la nature des substrats et de la structure porteuse. La composante « déchets agricoles » peut être très importante, ou très minoritaire ou nulle, dans le cas des unités de méthanisation agroalimentaires, qui ne traitent qu'un seul type de matières organiques.



- la vente du digestat ou l'économie d'engrais ;
- la valorisation des externalités<sup>1</sup>. Certaines sont monétarisées et vendues sur un marché (valeur carbone du biogaz), d'autres ne peuvent l'être (diminution des odeurs lors de l'épandage des lisiers par exemple, hygiénisation, retour au sol de matières organiques renouvelables) ;
- les économies d'investissement ou de fonctionnement. La méthanisation peut venir en alternative à un autre projet (incinération, compostage) ou à d'autres pratiques (épandage direct...), ou encore permettre d'économiser des équipements (mise aux normes des bâtiments d'élevage).

Le poste « dépenses » comprend pour l'essentiel :

- les CAPEX (CAPital EXpenditures), c'est-à-dire les flux monétaires liés au capital investi (amortissements, frais financiers) ;
- les OPEX (OPERation EXpenditures), qui sont les dépenses annuelles de fonctionnement de l'installation de méthanisation :
  - consommables, énergies, réactifs ;
  - personnel et pièces pour la conduite et l'entretien, provisions pour renouvellement ;
  - fourniture des matières entrantes : collecte, transport, achat de la matière au producteur (certains co-produits agro-alimentaires, résidus de cultures, cultures intermédiaires) ;
  - les services : transport et épandage des digestats.

1. Les externalités positives correspondent aux économies, aux bénéfices que retirent des tiers de la méthanisation, sans qu'ils aient à les payer. On peut leur attribuer une valeur monétaire, mais ce n'est pas toujours possible.

Les redevances de traitement sont payées par les producteurs de déchets : leur montant dépend du coût des autres solutions de traitement que ceux-ci peuvent avoir à disposition. Par exemple, une collectivité ou une entreprise peut choisir d'investir dans une plateforme de compostage de ses biodéchets, ou de les confier à un prestataire de service. Le montant des redevances perçues par l'unité de méthanisation dépend donc des autres alternatives existantes ou potentielles.

Les déjections d'élevage ne sont pas, généralement, des déchets au sens du Code de l'environnement, c'est-à-dire des biens dont le détenteur les destine à l'abandon. La réglementation n'impose pas de traiter les déjections d'élevage, celles-ci font l'objet de plans d'épandage réglementés, qui sont conservés – en les adaptant – lorsque l'agriculteur décide de recourir à la méthanisation.

Exception à la règle : les déjections d'élevage peuvent être considérées comme des déchets lorsqu'elles sont en excédent, notamment les régions en zones d'excédent structurel d'azote (ZES). Cependant, la méthanisation ne constitue pas, dans ce cas, un moyen d'élimination car elle n'élimine pas l'azote, sauf à prévoir des équipements complémentaires, complexes et coûteux pour séparer les matières azotées du digestat puis les concentrer afin de les exporter hors du territoire en ZES, ou de les transformer en azote atmosphérique. Dans ce cas, l'analyse de la rentabilité doit intégrer une comparaison avec d'autres solutions d'exportation ou d'élimination de l'azote excédentaire.

La méthanisation peut également conduire à modifier les pratiques de fertilisation, et donc nécessiter des inves-

► tissements nouveaux ou inversement à économiser des dépenses : achat d'équipements d'épandage adaptés au digestat, économies d'achat d'engrais minéraux.

### Le cas des projets agricoles collectifs

Le modèle économique des projets agricoles collectifs est plus complexe. Ceux-ci reposent en effet sur l'intégration de la gestion des engrais de ferme à une échelle territoriale, et le passage à un plan d'épandage mutualisé entre les agriculteurs participant au projet. La condition d'émergence de projets de ce type est le consentement des agriculteurs à transférer la gestion des effluents d'élevage vers une structure collective.

D'autres caractéristiques de ces projets ajoutent de la complexité : notamment leur taille et la nécessité de construire un équipement à caractère industriel. Avec ce que ceci comporte comme contraintes liées au choix de l'emplacement, à l'accès à un foncier approprié, à l'acceptation par les riverains, à la nécessité de la concertation. Le pilotage d'un tel projet fait appel à des compétences particulières et il est recommandé d'associer une entreprise spécialisée dans le montage de projets.

Les agriculteurs sont en général associés entre eux au sein d'une société, qui à son tour est l'un des actionnaires de la société de projet, aux côtés de l'entreprise qui a piloté le développement du projet, et également d'autres investisseurs. Ces projets représentent un investissement important, de l'ordre d'une dizaine de millions d'euros, et les organismes bancaires demandent généralement des apports en fonds propres de 20 à 30%. De tels capitaux sont rarement mobilisables par les seuls agriculteurs et le recours à des financements exogènes au milieu agricole est le plus souvent nécessaire.

Les agriculteurs associés au projet peuvent toucher des dividendes de leurs actions, lorsque le projet dégage des profits, au même titre que les autres actionnaires. Ils peuvent être rémunérés pour des prestations effectuées, notamment lorsque ce sont les agriculteurs ou leurs organisations (CUMA, par exemple) qui assurent :

- la collecte et le transport des matières, le stockage,
- la distribution et l'épandage des digestats,
- la fourniture de cultures intermédiaires à vocation énergétiques (CIVE).

S'y ajoutent les bénéfices induits : diminution des coûts d'épandage liés à une prise en charge collective, diminution des achats d'engrais, gestion différenciée des apports d'azote et de phosphore. Hygiénisés, désodorisés, les digestats ont, comparés aux fumiers, des teneurs moindres en pathogènes et les graines d'adventices résiduelles ont perdu leur pouvoir de germination.

Ce système d'échange est basé sur des règles d'équivalence entre matières fournies et matières restituées. La règle la plus simple est celle de l'équivalent azote, mais assez rapidement lors de l'élaboration du projet, celle-ci évolue vers des formes plus complexes prenant en compte toutes les composantes du digestat : azote, phosphore, teneur en matières organique.

Dans les projets collectifs, le passage de plans d'épandage individuels à un plan d'épandage collectif et territorial peut également générer des surcoûts liés à la logistique, à la création de capacités de stockage, au transport, mais aussi des économies grâce à une ratio-

nalisation du transport des fumiers et lisier à l'échelle du territoire, et à la mutualisation des équipements. Tous ces coûts et économies doivent être comptabilisés dans l'économie d'un projet, en dépenses comme en recettes.

### La structure de « coûts de production » de l'énergie

Le « coût de production » de l'énergie peut se calculer à partir du coût global, dont on déduit les recettes et économies « hors énergie » : redevance de traitement de déchets, économies d'engrais, économies d'épandage, etc. Pour obtenir le coût de production de l'électricité cogénérée, on déduit également les recettes de vente de chaleur, ou d'économie de combustible.

Les dispositifs de soutien financier à la méthanisation sont bâtis sur le principe qu'ils doivent financer ce coût « net » imputable à la seule production d'électricité, et non la totalité des coûts, autrement dit le secteur de l'énergie ne doit pas financer ni la politique déchets, ni la politique agricole.

Le système mis en place par les pouvoirs publics repose sur une analyse de la structure des coûts « nets » de production, qui se décompose entre :

- un coût de « fourniture des matières premières », qui compte (en positif ou négatif selon les postes) les dépenses d'amenée des matières sur le site, les surcoûts de transport, les frais de production (cultures intermédiaires), les redevances de traitement des déchets ;
- un « coût de production du biogaz », comprenant l'ensemble des postes liés à la transformation des matières entrantes en biogaz (système d'alimentation, digesteurs, séparation de phase, stockage des matières, etc.) ;
- un « coût de conversion du biogaz en énergie », comprenant les postes liés à la conversion du biogaz en électricité, chaleur ou biométhane (moteur à gaz, épurateur, raccordements aux réseaux d'énergie, etc.)

La structure de ces coûts de production a fait l'objet d'une étude présentée par le Club Biogaz en mai 2013. Treize « cas-types » ont été analysés, depuis des unités de méthanisation « à la ferme » à des unités « collectives territoriales ». Le tableau 1 présente quelques-uns des résultats obtenus pour cinq de ces cas-types, dans les conditions actuelles :

- n° 3 : installation « à la ferme »,
- n° 5 : « petit collectif agricole »,
- n° 7 : « agricole et industriel »,
- n° 9 : « industriel, non agricole »,
- n° 10 : « territorial agricole »,

Le tableau 1 présente les principales données économiques de ces projets, et les indicateurs de rentabilité dans les conditions actuelles, hors subventions à l'investissement. Le « coût net de production de l'électricité » est décomposé en trois composantes :

- la fourniture des matières, qui inclut les redevances (en coût négatif pour les déchets), le coût de production (cultures intermédiaires), l'amenée et le retour des matières (fumiers et lisiers en projets collectifs), les éventuels surcoûts d'épandage, vente de digestats ou économies d'engrais ;
- le coût de production du biogaz (construction et exploitation des ouvrages de méthanisation et de leurs annexes) ;

## 1 Quelques données économiques sur cinq cas-types d'unités de méthanisation (Club Biogaz, 2013)

N° cas type	3 installation « à la ferme »	5 « petit collectif agricole »	7 « agricole et industriel »	9 « industriel, non agricole »	10 « territorial agricole »
<b>Description</b>					
Matières entrantes (tones/an)	8 150	16 000	28 000	28 000	67 700
<i>Dont solides, agricoles (fumiers, résidus, CIVE)</i>	6 450	8 500	4 000	0	46 700
<i>Dont liquides, agricoles (lisiers)</i>	1 000	6 000	8 000	0	10 000
<i>Dont déchets IAA</i>	700	1 500	16 000	28 000	11 000
Proportion de déchets	9 %	9 %	57 %	100 %	16 %
Potentiel méthanogène (m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /t)	37	45	45	75	34
Teneur maximale matières sèches en digestion	13 %	12 %	11 %	11 %	12 %
Puissance électrique (kW)	144	351	648	1 106	1 211
Production d'électricité (MWhe/an)	1 035	2 603	4 687	8 128	8 648
<b>Investissements, k€</b>	1 480	3 230	4 630	7 240	10 610
<i>Dont « production biogaz »</i>	870	1 960	2 830	4 610	7 010
<i>Dont « conversion énergie »</i>	610	1 270	1 800	2 630	3 600
Investissement spécifique (k€/kWe)	10,3	9,2	7,1	6,5	8,8
<b>Charges annuelles nettes, k€/an</b>	103	256	334	290	1 119
<i>Dont « fourniture de matière »</i>	5	38	- 105	- 291	356
<i>Dont « production biogaz »</i>	40	35	95	66	182
<i>Dont « conversion énergie »</i>	44	93	191	258	310
<b>Tarif actuel, €/MWhe</b>	205	196	176	165	165
Chiffre d'affaires (k€/an)	262	669	1 295	2 092	2 029
<b>Indicateurs de rentabilité</b>					
Excédent brut d'exploitation (k€/an)	123	344	645	1 309	575
Temps de retour brut (ans)	12	10	7	6	19
Taux de rentabilité interne après impôt et taxes	1,4 %	4,3 %	7,7 %	11,4 %	< 0
<b>Coût net de production de l'électricité, €/MWh</b>	296	218	161	108	250
<i>Dont coût net de « fourniture de matière »</i>	4	15	- 23	- 36	41
<i>Dont coût net de « production biogaz »</i>	162	106	95	74	122
<i>Dont coût net de « conversion du biogaz en énergie »</i>	130	97	89	70	88

• le coût de conversion du biogaz en électricité (construction et exploitation de la centrale électrogène, déduction faite des recettes de vente de la chaleur cogénérée).

## Mécanismes de soutien

### Les tarifs d'achat

Les dispositifs de soutien ont pour objectif de créer les conditions de rentabilité des projets de méthanisation, qui ne seraient pas assurées par le marché. Il existe en effet un écart entre le prix du gaz naturel ou de l'électricité sur le marché, et le coût de production du biométhane ou de l'électricité ex-biogaz.

L'électricité issue du biogaz bénéficie d'un tarif d'achat institué en 2002 et révisé en 2006 puis 2011. De même, le biométhane obtenu par épuration du biogaz bénéficie d'un tarif d'achat depuis novembre 2011. Ce mécanisme instauré par la loi sur la modernisation du service public de l'électricité de 2000, et par la loi Grenelle 2 de 2010 pour le biométhane, permet de garantir au producteur d'énergie une rémunération à un prix fixe, assorti d'une formule d'indexation, pour une période de quinze ans.

Les tarifs comportent une grille qui fixe une rémunération de l'énergie livrée sur le réseau électrique ou gazier, selon plusieurs critères :

- la taille, la rémunération diminuant avec la puissance installée pour tenir compte des effets d'échelle,
- des critères d'efficacité énergétique destinés à encourager les meilleures pratiques,
- des critères sur la nature des produits entrants, destinés à refléter les différents modèles économiques.

Pour ce qui concerne l'injection de biogaz épuré dans le réseau, le rapport du groupe de travail sur l'injection de biométhane dans les canalisations de gaz naturel, rédigé sous l'égide du MEEDDM en novembre 2009, présentait les principaux écueils à éviter, notamment :

- limiter « l'effet d'aubaine » en modulant autant que possible le tarif de manière à refléter les justes coûts de production ;
- plafonner les tarifs pour rester dans des niveaux raisonnables pour la collectivité.

### Les autres dispositifs de soutien économique

Des systèmes de « certificats verts » viennent s'ajouter à ce dispositif de base. Pour le secteur de l'électricité,

► le marché des certificats verts en France est peu actif, contrairement à d'autres pays comme la Belgique par exemple, qui en a fait un instrument important de sa politique en faveur des énergies renouvelables.

En revanche, le système des garanties d'origine tout juste mis en place pour le biométhane est attendu avec intérêt. Ce dispositif, équivalent à une labellisation, permettra aux acheteurs des garanties d'origine de bénéficier des différentes dispositions liées à l'utilisation d'énergies renouvelables : quota CO<sub>2</sub> pour les industries inscrites au Programme national d'allocation des quotas (PNAQ), TVA réduite pour les réseaux de chaleur utilisant plus de 50% d'énergie renouvelable.

Il sera également possible d'apposer une mention de type « Je roule au biométhane du terroir » pour les flottes de véhicules qui carbureront au gaz naturel crédité d'une garantie d'origine « biométhane renouvelable », par exemple. Le prix de ces garanties d'origine et la répartition entre le fournisseur, le client et le producteur, résulteront en principe d'un équilibre entre offre et demande. Un autre mode de financement est celui du système des appels d'offres, également prévu par la loi de 2000 sur l'électricité. Les « appels d'offre CRE » – improprement dénommés ainsi car gérés par la Commission de régulation de l'énergie, bien que ce soit le ministre en charge de l'énergie qui désigne *in fine* les lauréats – visent les projets de forte puissance : une seule installation de biogaz a été retenue pour le moment *via* ce système. Ce dispositif de mise en concurrence des projets est censé offrir la meilleure efficacité allocative des ressources financières. Les inconvénients de ce système sont cependant nombreux voire rédhibitoires pour des filières émergentes, compte tenu du fort degré d'incertitude constitutif de ce type de mécanisme.

Le système des tarifs d'achat reste donc le plus efficace pour soutenir les filières énergie renouvelable émergentes : c'est le levier essentiel de la politique de soutien à la méthanisation. Leur structure et leur niveau sont donc des questions politiques, leur paramétrage permet aux pouvoirs publics d'orienter et de piloter le rythme de développement de la filière.

### Des subventions nécessaires pour pallier les insuffisances de la grille tarifaire

Pour l'heure, non seulement le système de grille ne reflète pas la diversité de situations, mais la crainte de créer des situations de rentes indues a débouché sur une grille tarifaire insuffisante pour assurer une rentabilité correcte des investissements.

Un situation paradoxale alors que les normes et prescriptions ont tendance à se renforcer : normes environnementales, sécurité, allongement des procédures d'autorisation. C'est la raison pour laquelle le dispositif est complété par des subventions à l'investissement accordées par l'État, *via* l'Ademe (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie), les collectivités territoriales (conseils régionaux et parfois conseils généraux ou collectivités locales), les agences de l'eau.

Alors que les tarifs s'appliquent automatiquement dès lors qu'une liste limitative de critères est remplie, l'attribution des subventions à l'investissement nécessite de constituer un dossier complet, répondant aux exigences spécifiques des différents financeurs.

Le système à tarif, réputé « aveugle », est ainsi complété par une instruction censée apporter les corrections nécessaires. Le système des subventions n'est cependant efficace que sous certaines conditions, qui ne sont pas toujours remplies :

- une visibilité (et donc une durée d'application suffisante dans le temps) compte tenu des délais de montage des projets,
- des services instructeurs concrètement en capacité d'instruire ces dossiers.

### Pistes de réflexion

#### Une évolution attendue du cadre économique

L'équation économique des projets de méthanisation agricole, et notamment collectifs, repose donc sur plusieurs paramètres. Solution à « dividendes multiples » – en termes d'impacts sur les plans énergétique, agronomique, sur l'eau, l'air, les sols – elle se laisse difficilement enfermer dans des logiques simples et nécessite une approche transversale. Il est difficile d'en appréhender correctement tous les enjeux.

Le développement à grande échelle de la méthanisation agricole ne peut pas attendre une hypothétique « parité » avec les énergies non renouvelables aux conditions actuelles du marché, comme cela est attendu et d'ores et déjà le cas pour certaines filières éoliennes ou solaires, au moins à moyen terme. Elle devra rester soutenue par des mécanismes qui permettent de prendre en compte les externalités (encadré 1), même si les agriculteurs et les professionnels visent à mieux maîtriser les coûts et les performances des installations.

Plusieurs pistes sont proposées pour améliorer l'économie de la filière et lui donner un nouvel élan durable :

- fixer un cap, avec une ambition chiffrée, et une feuille de route : c'est le rôle du plan « Énergie Méthanisation Autonomie Azote » (EMAA) ;
- supprimer les obstacles et embûches, de tout ordre, réglementaires ou financières, qui peuvent être déboulés sans nuire à la qualité des projets ;
- améliorer l'attractivité économique des projets, notamment en révisant les tarifs d'achat de l'électricité ou du biométhane.

Le Club Biogaz-ATEE, instance de concertation qui rassemble les professionnels du secteur, a formulé des principes et des propositions des tarifs efficaces et équitables, en capacité de favoriser le développement des projets sans générer de rentes indues ni d'effets d'aubaine.

**Première proposition** : réviser régulièrement les dispositifs de soutien, de manière transparente et concertée entre les professionnels et l'administration.

**Deuxième proposition** : mieux « récompenser » les efforts d'efficacité énergétique en ré-intégrant des modes de valorisation exclus sans réelle justification :

- hygiénisation des déchets entrants,
  - substitution au chauffage électrique,
  - absence de débouché thermique au démarrage du projet.
- Il conviendrait également de maintenir pour un temps cette « prime d'efficacité énergétique » en cas de perte inopinée d'un débouché thermique pour permettre une reconversion.

## 1 LA PRISE EN COMPTE DES EXTERNALITÉS

Les énergies fossiles comme le gaz sont plus simples à obtenir que le biogaz. Il suffit en effet de creuser le sous-sol pour en extraire les molécules de méthane en quantité abondante. Pour produire du biogaz renouvelable, il faut concentrer des quantités importantes de matières pondéreuses biodégradables, piloter une fermentation, séparer le méthane des autres composés du gaz, avec des effets d'échelle défavorables par rapport aux industries minières. Mais cet avantage intrinsèque des énergies fossiles est contrecarré par leurs défauts : impact sur le climat et caractère limité de la ressource. Les mécanismes de soutien ont pour objet justement de corriger ces écarts en prenant en compte les externalités des différentes énergies.

Pour l'heure, il n'existe pas de consensus sur la valeur monétaire à attribuer aux impacts positifs ou négatifs sur l'environnement, sur la santé humaine, ou aux autres aménités, ni d'ailleurs sur la pertinence même d'une telle monétarisation.

Quelle valeur donner à la dépréciation du capital naturel que représente l'exploitation des gisements d'hydrocarbures fossiles ? Une manière de répondre à cette question est d'évaluer le coût du remplacement d'une énergie dont le stock est en quantité finie, par une forme d'énergie dont le flux est constamment renouvelé. Cette approche permet de simplifier considérablement les calculs puisqu'il n'est alors plus nécessaire de procéder à un bilan comptable des externalités évitées ou générées, il suffit de calculer le prix qui sera correctement rémunérateur pour le producteur d'énergie renouvelable, avec un taux de rentabilité considéré comme normal pour de tels investissements. Le dispositif actuel est finalement une réponse adaptée à cette problématique, il constitue un moyen légitime de prise en compte des externalités.

**Troisième proposition** : la prime « effluents d'élevage » devrait être accordée quelle que soit la taille du projet, afin de ne pas pénaliser les agriculteurs qui choisissent la voie du collectif. Faut de quoi cette prime favorise les élevages les plus importants. Cette prime pourrait être étendue à d'autres matières agricoles comme les résidus de culture et les cultures non concurrentes avec l'alimentation, comme les CIVE. C'est d'ailleurs le cas pour les tarifs sur le biométhane et il serait logique d'harmoniser les grilles tarifaires entre électricité et gaz.

**Quatrième proposition** : favoriser la modulation des usages de l'énergie selon les besoins. Les grilles actuelles offrent un tarif fixe, assez rigide, qui ne permet pas de basculer d'une mode de valorisation à un autre (cogénération ou biométhane), ni de faire varier la puissance dans l'année (variations saisonnières) ou la journée (modulation horaire). Or, la méthanisation a la capacité de moduler partiellement la puissance fournie sur le réseau, soit en stockant le gaz (modulation horaire), soit en adaptant l'alimentation de l'unité (modulation saisonnière). Il est ainsi possible d'encourager la production d'énergie pendant les périodes de forte consommation (hiver, pointes quotidiennes).

### Inventer l'économie de la transition énergétique

L'économie d'une filière comme la méthanisation agricole ne se résume pas à un *business plan*, avec bilan des coûts et des profits. Derrière tout modèle économique se cache un modèle sociétal dont il se veut l'une des formes d'expression.

Ce modèle sociétal repose sur des notions de différentes natures telles que :

- le consentement à échanger du fumier contre du digestat, donc la valeur des matières méthanisables ;
- les rapports entre agriculteurs et entrepreneurs, ou plus généralement la vision par les agriculteurs de leur propre place dans la société, et donc le partage de la valeur ajoutée entre acteurs ;
- l'équilibre entre la préférence pour le présent et le souci des générations futures, donc le choix du taux d'actualisation ou le niveau de soutien consenti par la communauté.

Toutes ces notions expriment des formes de rapports et d'échanges, présentes ou à venir, dont certaines se traduisent – plus ou moins facilement – en valeur monétaire, d'autres non. La transition énergétique ne doit pas seulement inventer de nouvelles technologies ou pratiques, elle doit également inventer une autre façon de penser l'économie qui soit plus soucieuse du long terme. La contrainte de court terme, qui passe par la maîtrise des coûts et l'amélioration continue des performances, ne doit pas pour autant être négligée, et des efforts continus sont réalisés par les acteurs de la filière en termes d'innovation, de recherche et développement, de formation, de structuration et d'organisation. ■

### L'auteur

**Christian COUTURIER**

SOLAGRO

Direction du Pôle Énergie

75 voie du TOEC – CS 27608

31076 Toulouse Cedex 3

[christian.couturier@solagro.asso.fr](mailto:christian.couturier@solagro.asso.fr)

### EN SAVOIR PLUS...

■ **SOLAGRO, AILE, EREP, 2013, La rentabilité des filières biogaz**, Club Biogaz.

■ **ERNST & YOUNG, 2010, Étude de marché de la méthanisation et des valorisations du biogaz**, ADEME, GrDF, MEEDDAT.

■ **SOLAGRO, EREP, PSPC, SOGREAH, PERIG, 2010, Expertise de la rentabilité des projets de méthanisation rurale**, ADEME.

■ **MEEDDM, 2009, Rapport du groupe de travail sur l'injection de biométhane dans les canalisations de gaz naturel**.