

L'injection de biométhane :

Quelle dynamique pour le marché français ?



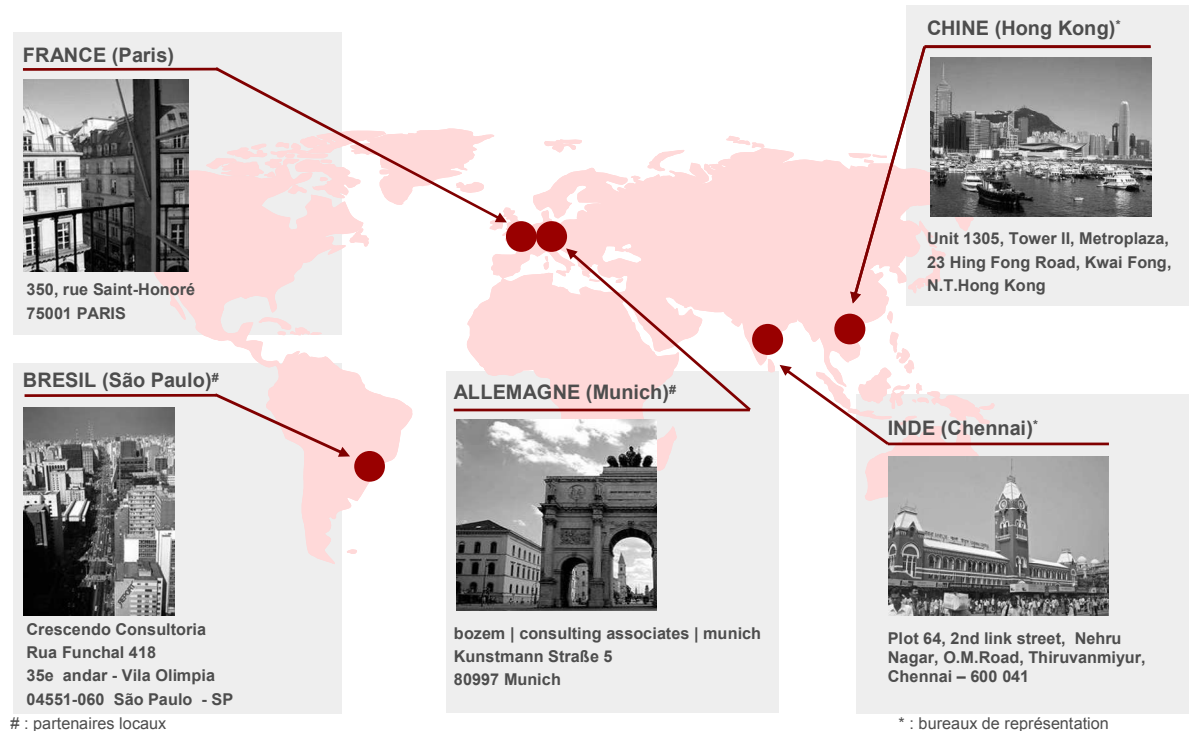
E-CUBE Strategy Consultants est un cabinet de conseil de Direction Générale exclusivement dédié aux enjeux énergétiques et environnementaux. Nous combinons les atouts de proximité, réactivité et flexibilité d'une petite équipe avec le plus haut niveau d'excellence et d'expérience d'une équipe internationale

Nos trois domaines d'expertise :

- **Energie** : accompagner les énergéticiens (électriciens et gaziers, compagnies pétrolières, acteurs des filières Energies Renouvelables) dans l'anticipation et la prise en compte de l'évolution de leur environnement marché, réglementaire, concurrentiel et technologique
- **Eco-stratégie** : accompagner les acteurs privés et publics dans la réévaluation de leur stratégie afin d'intégrer les enjeux et les opportunités d'une "nouvelle donne" environnementale
- **Eco-entreprises** : accompagner à chaque étape de leur développement les entreprises qui élaborent les technologies, les produits et les services contribuant à un monde plus respectueux de l'environnement

E-CUBE Strategy Consultants accompagne ses clients sur des problématiques globales à partir de son bureau à Paris, ainsi que de celui de ses partenaires à Munich et Sao Paulo et via ses bureaux de représentation à Chennai et Hong Kong.

Plus d'informations sur notre site www.e-cube.com



L'injection de biométhane : quelle dynamique pour le marché français ?

Résumé

La publication, en novembre dernier, des tarifs d'achat pour le biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel ouvre de nouvelles perspectives pour la filière de valorisation du biogaz en France. Cette filière était historiquement cantonnée à la valorisation électricité et chaleur dans le cadre du tarif mis en place dès octobre 2001¹. Le dépôt de nombreux projets pour étude auprès de GrDF (environ 280) et dans une moindre mesure GRTgaz et TIGF (environ une trentaine de projets au total), le développement de bureaux d'études spécialisés² et les prises de positions de développeurs EnR³ témoignent des attentes de la filière sur ce sujet.

Dans cette étude⁴, nous avons choisi d'anticiper les dynamiques du marché français sur la base des caractéristiques du dispositif de soutien mis en place par les pouvoirs publics et à la lumière de l'expérience de l'Allemagne qui injecte du biométhane dans ses réseaux depuis 2006.

Le mécanisme retenu fait porter l'incitation sur l'aval fournisseur via la mise en place d'une garantie d'origine (GO) : il offre au fournisseur de gaz la capacité de capter un « premium biométhane » et d'en conserver une quote-part (25% *a minima*⁵). Ce « premium biométhane » est constitué d'une valeur carbone « objective » (la valeur de marché du crédit carbone, équivalent à la combustion du gaz naturel fossile) et d'une valeur d'image ou citoyenne (la propension de certains clients à payer leur énergie plus chère lorsqu'elle est garantie d'origine renouvelable). Une **première hypothèse envisagée ici est celle du transfert d'une partie de cette valeur de**

l'aval vers l'amont : une tension sur l'offre biométhane (demande supérieure à l'offre) pourrait inciter les fournisseurs à rémunérer les producteurs au-delà du tarif d'achat⁶. La capture de cette valeur par les producteurs pourrait changer significativement l'attractivité des projets : nos analyses suggèrent que ce « premium gaz vert », s'il est complètement internalisé par les développeurs, pourrait avoir un impact d'1 à 2 points sur le Taux de Rendement Interne (TRI) des projets.

La **seconde hypothèse discutée dans cette étude est celle de l'implication directe des fournisseurs dans le développement des projets**. En effet, le niveau de rentabilité des projets de méthanisation pour injection (le TRI de 10% visé par la DGEC lors de la mise en place des tarifs) est jugé trop faible par certains investisseurs pour couvrir les risques perçus : risques de développement et d'exploitation en raison de la faible maturité de la filière en France et incertitudes réglementaires et économiques restant à lever. Dans ces conditions, les fournisseurs pourraient être amenés à investir eux-mêmes dans des projets de biométhane pour en garantir les développements et bénéficier ainsi de la valeur générée par la commercialisation de gaz vert et des GO associées.

Cette dynamique de marché est observable en Allemagne où le *market design*, tout en étant différent, favorise également la création de valeur à l'aval : la majeure partie des producteurs de biométhane injecté sont des acteurs intégrés (producteurs d'électricité ou fournisseurs de gaz).

1. Arrêté du 3 octobre 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés, en utilisant le biogaz de décharge (abrogé) ; révisé en juillet 2011
2. Dont certains ont vu leur activité doubler en l'espace d'un an
3. Déjà présents dans l'éolien, le photovoltaïque ou la biomasse
4. Cette étude repose notamment sur une série d'entretiens réalisés pour le compte de la direction commerciale de GRTgaz entre février et avril 2012 auprès de plus d'une vingtaine d'acteurs de la filière biométhane : bureaux d'études, développeurs, exploitants, fournisseurs de gaz et fonds d'investissement
5. Article 1 de l'arrêté du 23 novembre 2011 : « La part du montant des valorisations financières des GO venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel conformément au 1° du I de l'article 6 du décret n° 2011-1595 du 21 novembre 2011 susvisé est fixée à 75 %. »

Toutefois, en l'état actuel, la mise en œuvre des règles d'évaluation financière de la GO comporte une part d'incertitude. La valorisation de la GO est basée sur un système déclaratif qui peut être assorti de contrôles, mais les modalités concrètes de son évaluation demeurent incertaines. Pour des offres sur catalogue, la valorisation financière de la GO par le fournisseur est réputée être la différence entre le prix de l'offre « gaz naturel fossile » et de l'offre « verte ». Il sera plus délicat de l'évaluer pour une offre gaz packagée incluant des services autour de la fourniture (la rendant incomparable à l'offre conventionnelle), lorsque les offres sont négociées (pour des clients entreprises) et *a fortiori*, lorsque le fournisseur ne propose que des offres de « gaz vert ».

Enfin, la pérennité même du dispositif doit être questionnée. Dans le portefeuille de technologies permettant de décarbonner l'économie française, l'injection de biométhane ne figure pas parmi les filières les plus efficaces. Cette considération amènera les pouvoirs publics à réviser le dispositif « au juste nécessaire » pour maintenir son développement dans le cadre des objectifs définis lors du Grenelle⁷ : dans ces conditions, il n'est pas sûr que le principe de conservation d'une fraction du premium GO soit maintenu. A moins que le développement de la filière injection biométhane ne poursuive d'autres objectifs que la seule politique énergétique et ne soit conçu également comme un instrument de politique agricole.

1. La publication des tarifs d'injection biométhane ouvre de nouvelles perspectives de développement à la filière de valorisation du biogaz en France

La France est le pays européen disposant du gisement de biogaz le plus important, notamment grâce à son secteur agricole. Pourtant, le développement de la valorisation du biogaz est resté relativement limité jusqu'à présent, comparativement à celui de nos autres voisins européens et en particulier de l'Allemagne et du Royaume-Uni. En effet, la France ne valorisait que 526 ktep de biogaz sous forme de production d'énergie primaire en 2009 contre 4,2 Mtep pour l'Allemagne et 1,7 Mtep pour le Royaume-Uni⁸, ce qui représente moins de 10% de son potentiel brut estimé entre 7 et 16 Mtep⁹.

En France, le marché s'est développé historiquement via une valorisation électricité à la faveur des tarifs d'achat mis en place depuis octobre 2001, révisés en 2006 puis récemment en juillet 2011 ; la publication en novembre 2011 de tarifs d'achat pour l'injection ouvre de nouvelles perspectives. Cette option de valorisation du biogaz présente un meilleur bilan environnemental¹⁰ ; elle est déjà développée dans les pays du nord de l'Europe (Allemagne, Pays-Bas ou Suède notamment).

L'Allemagne fait d'ailleurs figure de leader européen avec ses 86 installations d'injection à fin 2011 pour un volume global de biométhane injecté d'1 bcm¹¹ environ (soit ~1% de la consommation de gaz) et un objectif de 6% de sa consommation intérieure de gaz naturel à horizon 2020 (~6 bcm).

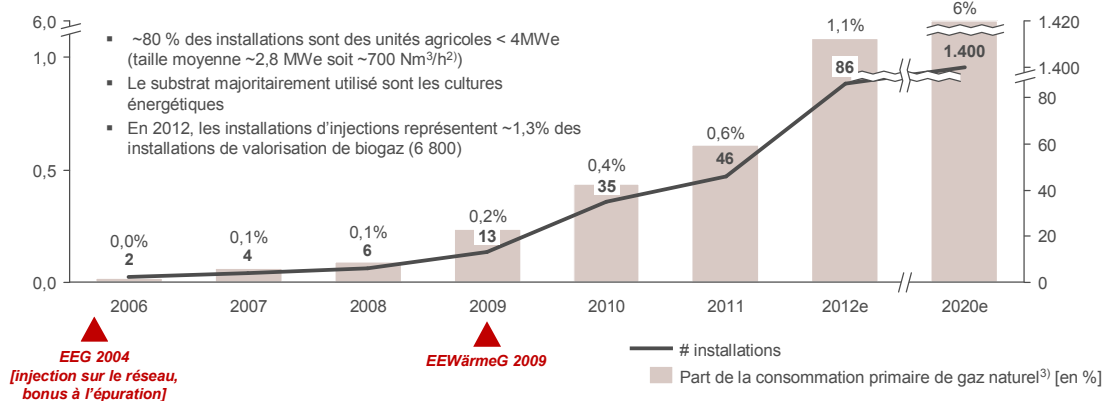
En France, l'autorisation d'injection et la mise en place d'un tarif d'achat s'inscrivent dans le cadre du respect des objectifs 3X20 et de leur déclinaison par filière énergétique : multiplication par 6 de la production de chaleur à partir de biogaz - 555 ktep en 2020 contre 86 ktep en 2009, avec la nécessité d'accélérer le développement de la filière au regard des objectifs ambitieux et de son statut actuel (129 ktep en 2010). Les estimations réalisées dans le cadre du groupe de travail injection de la DGEC en 2009 prévoient une quantité de biométhane injectée à horizon 2020 comprise entre 3 et 9 TWh, soit 0,5 à 1,5% de la consommation de gaz naturel en France à cette échéance¹², équivalente à la pénétration du biométhane aujourd'hui en Allemagne, après 6 ans de développement.

7. Objectifs déclinés dans le plan national en faveur des énergies renouvelables remis à la Commission Européenne en août 2010
8. Baromètre biogaz Euroobserver 2010 (données 2009)
9. Etude AFGN et IFP sur le potentiel du biométhane carburant, 2009
10. Rendement injection proche des 95% (vs. cogénération 39% pour l'électricité et 45% pour la chaleur, avec des débouchés chaleur souvent créés de manière artificielle pour bénéficier de la prime tarifaire)
11. Milliards de m³
12. Estimée en moyenne à 550 TWh d'après le groupe de travail injection de la DGEC en 2009 (fourchette basse : 506 TWh, fourchette haute : 614 TWh)

Figure 1 : Le marché allemand de l'injection se développe rapidement depuis la mise en service des premières installations en 2006 avec des objectifs ambitieux à horizon 2020 (6% de la consommation primaire de gaz naturel)

MARCHÉ ALLEMAND DE LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE

[2006-2020e ; en % de la consommation totale de gaz et en # installations]



Estimation réalisée sur la base d'une consommation totale de gaz en Allemagne d'environ 100 bcm selon l'IEA, la liste des projets d'injection de biométhane rendue public par le Dena (1000 m³/h ~ 4 MWe : équivalence utilisée dans les calculs prenant en compte un rendement électrique de 39%), une durée annuelle moyenne de fonctionnement des installations de 8700 heures

Source : Dena ; BIP du jeudi 11 mars 2010 ; Federal Research Institute for Rural Areas, Forestry and Fisheries ; ATEE ; Johann Heinrich von Thünen-Institut ; IEA

2. Le dispositif réglementaire injection offre de nouvelles opportunités de création de valeur associée à la commercialisation de gaz vert

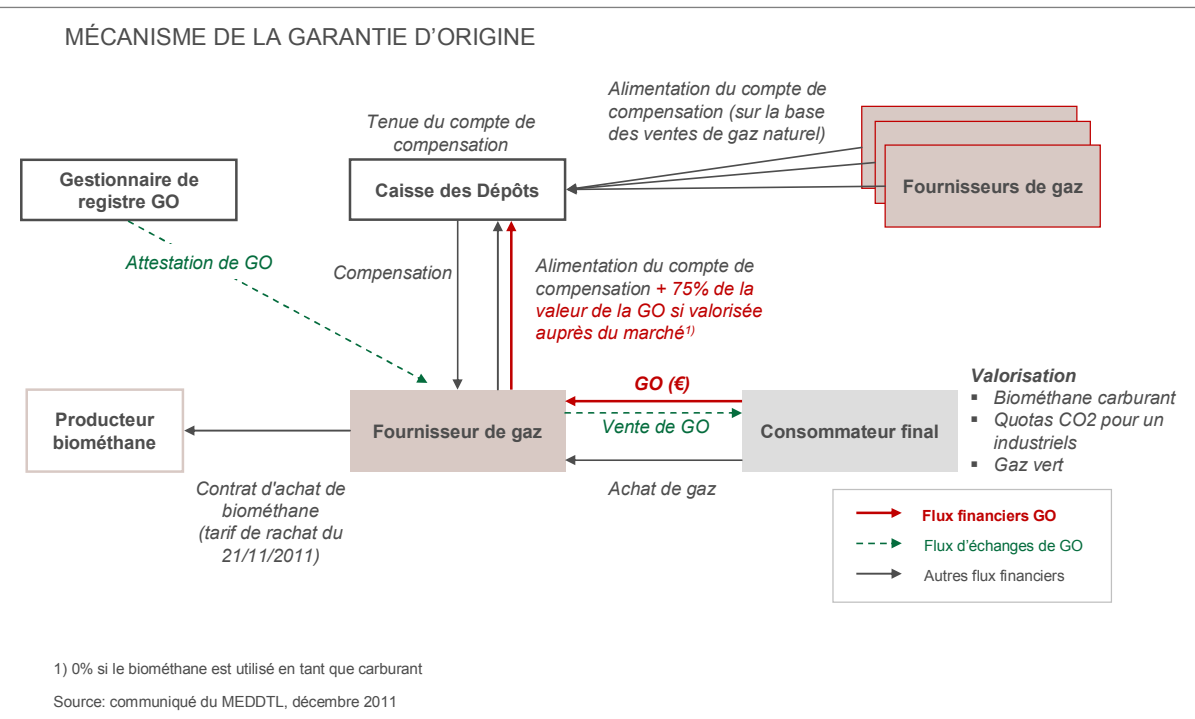
Les décrets de novembre 2011 sur l'injection prévoient la mise en place d'un mécanisme de garanties d'origine (GO) permettant de tracer le gaz vert jusqu'à son usage final (offre gaz pour un particulier, une entreprise, un industriel ; biométhane carburant). Les GO seront consignées dans un registre géré par un délégataire, désigné sur appel d'offre (qui devrait être lancé prochainement). Ces GO pourront être valorisées auprès du client final dans le cadre de la commercialisation d'une offre de « gaz vert » ou bien revendues à des tiers.

Le fournisseur de gaz pourra conserver une quote-part de la valeur de la GO (25% en général, 100% si le gaz est utilisé comme biocarburant), le reste viendra en déduction de la compensation versée aux fournisseurs ayant acheté du biométhane. En effet, le dispositif

prévoit la mise en place d'un fond de compensation, organisé par la Caisse des Dépôts et alimenté par l'ensemble des fournisseurs de gaz au prorata de leurs volumes de vente aux clients finals. Ce fond servira à compenser l'intégralité des surcoûts supportés par les fournisseurs de gaz achetant du biométhane. Ces surcoûts intègrent d'une part la différence entre le prix d'acquisition du biométhane (au tarif) et le prix moyen constaté sur le marché de gros du gaz naturel de la zone d'équilibrage concernée, et d'autre part les coûts de gestion supplémentaires induits par la mise en œuvre du dispositif (frais de tenu de compte, avances de trésorerie, etc.)¹³. In fine, le surcoût du dispositif est porté par l'ensemble des clients finals au travers d'une contribution unitaire sur le prix du MWh gaz (sur un principe similaire à celui de la CSPE pour l'électricité).

13. Décret n° 2011-1595 du 21 novembre 2011 relatif à la compensation des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

Figure 2 : Le mécanisme de garantie d'origine doit permettre de valoriser le biométhane auprès du consommateur final et donc de créer une incitation pour les fournisseurs



La valeur de la GO comprend a priori deux composantes : une valeur carbone d'une part et un premium marketing d'autre part.

- Associé à un facteur d'émission de CO₂ nul, le biométhane contient de manière implicite une **valeur carbone** équivalente à celle des émissions de CO₂ évitées ; cette valeur pourra être réalisée auprès d'un industriel soumis à des quotas carbone. Avec une tonne à 9 €, cette valeur peut être estimée à court terme à 1,7 €/MWh gaz¹⁴. A plus long terme, en s'appuyant sur la tendance retenue pour 2020 par le Conseil économique pour le développement durable¹⁵, soit 30 €/t, cette valeur pourrait atteindre 6 €/MWh gaz.
- A cette valeur marchande pourrait s'ajouter un premium marketing lié à une **valeur d'image ou citoyenne**, plus difficile à apprécier. C'est cette valeur qui d'ores et déjà dans le prix des offres de gaz compensées carbone (offres GDF Suez pour les professionnels et particuliers ou Altergaz

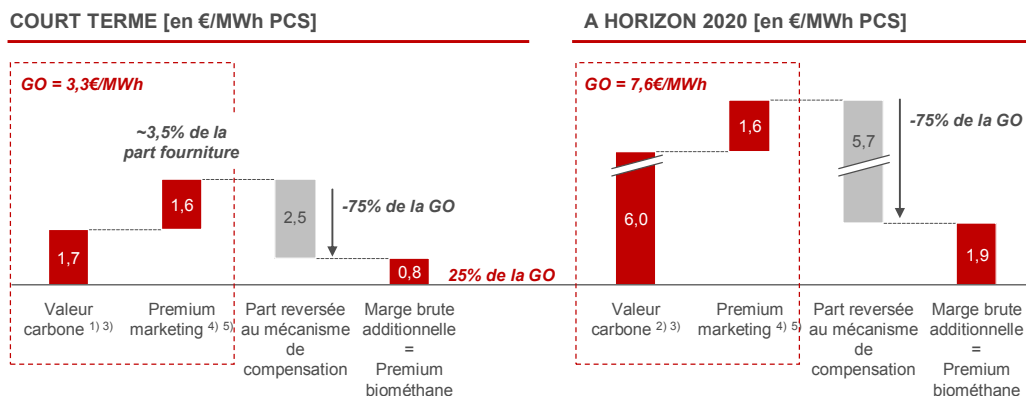
pour les particuliers) et dans des offres d'électricité verte (commercialisées entre autres par EDF, GDF Suez ou Direct Energie). Une collectivité locale en particulier pourrait accepter de payer son gaz plus cher pour son caractère « local » (promotion d'une filière territoriale) ; une entreprise ou un particulier pourrait valoriser le « *made-in France* ». Sur la base d'une comparaison avec les positionnements prix pratiqués aujourd'hui, cette valeur d'image est estimée à environ 3,5% de la part fourniture dans les offres d'électricité verte, plus matures¹⁶(~45 €/MWh sur les offres professionnels et particuliers commercialisées¹⁷), soit ~1,6 €/MWh.

Au total, le premium gaz vert pourrait donc s'élever à 3,3 €/MWh à court terme et atteindre près de 7,6 €/MWh à horizon 2020 sous l'effet de la hausse du prix de la tonne carbone. La part conservée par le fournisseur, en prenant en compte le ratio de 25% fixé par la réglementation, serait donc respectivement de 0,8 €/MWh et 1,9 €/MWh.

14. Facteur d'émission du gaz naturel de 0,185 t/MWh gaz PCS (ADEME) et valeur carbone constatée sur la bourse du carbone début mars 2012 (indice EUA - Bluenext) de ~9 €/t
 15. Bulletin n°12 de juillet 2010 du Conseil économique pour le développement durable, la valeur retenue ici est la fourchette basse 30€ par tonne (fourchette haute : 45€ par tonne)
 16. Benchmark du premium marketing inclus dans les offres d'électricité verte pros d'EDF (Equilibre), GDFSuez, Direct Energie, Proxelia, ES et particuliers de GDFSuez, Direct Energie, Proxelia, ES.
 17. Le prix de la fourniture gaz retenu dans l'analyse correspond à la moyenne constatée sur les offres gaz vert analysées en mars 2012 (Suez pour les segments pros et particuliers et sur l'offre compensée carbone d'Altergaz sur les particuliers)

Figure 3 : La valorisation du contenu carbone et du premium marketing vert pourraient permettre de générer une marge brute additionnelle de 0,8€/MWh (à court terme) à 1,9€/MWh (à horizon 2020) pour le fournisseur

ANALYSE DE LA VALEUR DE LA MARGE BRUTE ADDITIONNELLE DU FOURNISSEUR SUR LA COMMERCIALISATION DE BIOMÉTHANE



Remarque : dans le cas du biométhane carburant, le fournisseur peut conserver 100% de la valeur de la GO

- 1) Valeur carbone constatée aujourd'hui sur la bourse du carbone (Bluenext) de ~9 €/t
- 2) Valeur carbone publiée par le Conseil économique pour le développement durable (bulletin n°12 – juillet 2010) à horizon 2020 de ~30 €/t à 45€/t – fourchette basse de 30€/t retenue
- 3) Equivalent en €/MWh PCS obtenu à partir du facteur d'émission du gaz naturel de 0,185 t/MWh gaz PCS communiqué par l'Ademe
- 4) Premium marketing moyen calculé par benchmark sur les offres d'électricité vertes particuliers et pros EDF, GDFSuez, Direct Energie, ES, Proxelia ; exprimé en % de la part fourniture
- 5) Moyenne constatée de la part fourniture dans offres de gaz compensé carbone GDFSuez et Altergaz (~45 €/MWh)

3. L'existence d'une tension sur le marché du biométhane pourrait favoriser le transfert de tout ou partie de la valeur de la garantie d'origine à l'amont, contribuant ainsi à améliorer la rentabilité des projets

Compte tenu du temps de développement relativement long des projets (4 à 7 ans selon les segments de marché) et dans l'éventualité d'une demande significative pour du gaz vert, une tension pourrait apparaître sur le marché du biométhane (demande supérieure à l'offre). Dans ce contexte, pour sécuriser leur approvisionnement en gaz vert, les fournisseurs pourraient être amenés à rémunérer les producteurs au-delà du tarif d'achat (conçu

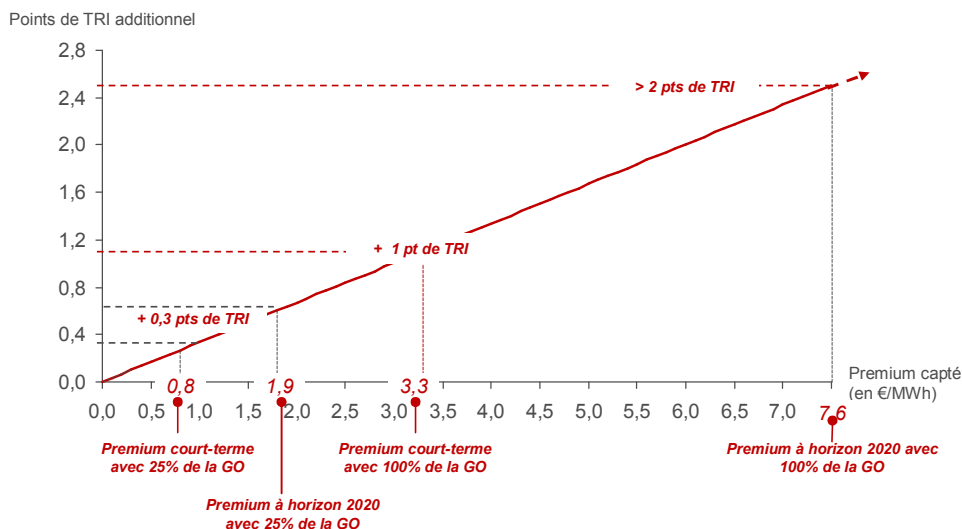
comme un « tarif plancher » par le législateur). Autrement dit, une partie de la valeur de la GO serait reversée aux producteurs de biométhane.

La capture de cette valeur par les producteurs pourrait changer sensiblement l'attractivité des projets biométhane. En effet, nos analyses suggèrent que si « le premium gaz vert » est complètement internalisé par les développeurs, le Taux de Rendement Interne (TRI) des projets pourrait s'accroître d'1 à 2 points.

Figure 4 : Le premium biométhane peut permettre d'accroître le TRI de projets d'1 point à court terme et de plus de 2 points à horizon 2020

IMPACT DU PREMIUM SUR LE TRI DES PROJETS

[Analyse réalisée sur une installation territoriale de 400 Nm³/h, en points de TRI]



Source : Analyse E-CUBE Strategy Consultants

4. Les fournisseurs pourraient s'impliquer directement dans le développement de projets d'injection biométhane

La DGEC a fixé les tarifs d'achat afin que le taux de rendement interne (TRI) des projets soit de l'ordre de 10%. Certains investisseurs jugent ces niveaux de rentabilité faiblement attractifs sur un segment de marché marqué par des risques économiques, opérationnels et réglementaires propres à la filière française :

- Les incertitudes économiques :** le manque de retour d'expérience en France sur des projets injection rend difficile l'appréciation des coûts réels des postes épuration, injection et raccordement (investissement et exploitation-maintenance) ; les développeurs de projets entrevoient également un risque de surcoût associé aux contrôles qualité du gaz en particulier les premières années et un risque de revenus liés à des interruptions d'injection consécutives aux exigences de qualité gaz en vigueur ; l'expérience limitée des DREAL dans le traitement des dossiers d'injection (voire de méthanisation en général) fait craindre une inflation des durées d'instruction et des inéquités de
- Les risques opérationnels :** le développement de grands projets – notamment ceux qui se raccorderont au réseau de transport (à partir de 150-200 Nm³/h) – est complexe : les projets « territoriaux », en particulier, nécessitent de monter des sociétés de projets, de coordonner plusieurs acteurs et surtout de sécuriser les intrants sur la durée dans un contexte de compétition avec les pays voisins, dont l'Allemagne, qui viennent acheter des déchets en France ; un risque industriel lié au manque de maturité de la filière en France a également été illustré par quelques contre-références¹⁸ ; enfin, la

traitement selon les régions ; enfin, la durée des phases de développement (4 à 7 ans selon la typologie de projets) et les sorties de liquidité (notamment pour les études de faisabilité) qui interviennent très tôt en début de projet (alors que leur réalisation est encore incertaine) pénalisent leur rentabilité théorique.

18. Le projet Amétyst d'ordures ménagères à Montpellier a ainsi connu plusieurs difficultés liées à des défauts de conception (prolifération d'insectes autour de l'installation, difficulté de déshydratation des digestats...) ainsi que divers incidents techniques (incendie en septembre 2010)

France manque de retour d'expérience sur la mise en place des postes d'injection par les gestionnaires de réseau et il existe donc des incertitudes sur les contraintes techniques en phase d'installation et d'exploitation.

- A ces deux types d'incertitudes s'ajoutent également des **incertitudes réglementaires**, qui devraient être levées avec la réalisation des premiers projets, notamment sur la gestion des systèmes de file d'attente pour la connexion au réseau, sur la responsabilité financière en cas d'interruption de la production du fait d'une défaillance des installations d'injection du gestionnaire de réseau, etc.

Ces risques pénalisent les levées de fonds et l'obtention d'emprunts bancaires, et pourraient freiner le développement de la filière. De fait, les fonds d'investissement restent prudents sur cette filière dont les TRI sont jugés parfois trop

faibles en regard des risques évoqués ci-dessus. Cette position est également partagée par certains développeurs qui travaillent sur des leviers d'optimisation de la rentabilité des projets (potentiel méthanogène des intrants, localisation à proximité des réseaux, sécurisation de débouchés gaz suffisants, performance technique des équipements, etc.). Les fournisseurs pourraient donc être *in fine* les véritables animateurs du marché afin de capturer le « premium biométhane » qui justifiera ces investissements.

Pour les mêmes raisons, et à l'instar de ce qui se pratique déjà chez les électro-intensifs dans l'électricité¹⁹, des industriels gros consommateurs de gaz et soumis au dispositif de quotas carbone, pourraient également s'impliquer directement dans des projets en court-circuitant les fournisseurs et en prenant eux-mêmes un statut simplifié de fournisseur afin de bénéficier des GO sans surcoût par rapport au tarif d'achat.

5. En Allemagne, le modèle d'incitation, bien que différent, favorise également la création de valeur à l'aval ; en conséquence, on observe aujourd'hui une prédominance des acteurs intégrés parmi les producteurs de biométhane

En Allemagne, le *market design* favorise également la création de valeur à l'aval via deux types de mécanismes incitatifs distincts :

- La valorisation du biométhane injecté sous la forme de production d'électricité à partir d'une cogénération²⁰ avec des tarifs d'achat dédiés pour le producteur d'électricité,
- La commercialisation de « gaz vert » dans le cadre d'un mécanisme d'incitation s'exerçant sur la demande : les propriétaires ont l'obligation d'intégrer une part d'EnR dans la production de chaleur de leurs bâtiments, qu'ils soient neufs ou rénovés²¹. Le biométhane est donc une des options pour satisfaire cette obligation (au côté des

chaufferies biomasse par exemple). Les fournisseurs doivent donc acheter du biométhane pour satisfaire cette demande.

L'achat de biométhane au producteur s'effectue en gré-à-gré et les prix d'achat moyens constatés sur le marché sont proches des tarifs d'achat pour des installations de taille équivalente en France (~80 €/MWh pour des installations de 700 Nm³/h²²). Toutefois, la rentabilité des projets de biométhane en Allemagne est probablement supérieure à celle rencontrée en France : elle bénéficie des effets d'échelle liés à l'industrialisation de la filière (installations agricoles de grandes tailles utilisant majoritairement des intrants de type culture énergétique).

19. Les motivations dans l'électricité sont aujourd'hui différentes : il s'agit de donner une visibilité de long terme au coût d'approvisionnement d'électricité ; le consortium Exeltium ou, plus récemment, le partenariat Force Hydro poursuivent cet objectif

20. La cogénération n'est donc pas co-localisée

21. Loi sur la chaleur renouvelable de 2009 (EWärmeG) : objectif de 14% de chaleur produite à partir d'énergie renouvelable à horizon 2020 (solaire, biomasse thermique) ; dans les bâtiments neufs, si le propriétaire choisit le biométhane celui-ci doit couvrir 30% des besoins thermiques du bâtiment par exemple par le biais d'une cogénération utilisant un mix de gaz du type 30% en biométhane et 70% en gaz naturel ; dans les bâtiments rénovés, si le lieu est équipé de chaudière à gaz, celle-ci doit utiliser un mix de gaz contenant au moins 10% de biométhane par la souscription à une offre « gaz vert »

22. Source : DENA

Malgré cela, la majeure partie des producteurs de biométhane sont des producteurs d'électricité ou bien des fournisseurs de gaz intégrés à l'amont (en co-investissement avec des agriculteurs ou bien des coopératives agricoles).

Figure 5 : La majorité des investisseurs biométhane en Allemagne sont des acteurs intégrés (grands producteurs nationaux d'électricité et fournisseurs de gaz)



6. Toutefois, en l'état actuel, la mise en œuvre des règles d'évaluation financière de la Garantie d'Origine comporte une part d'incertitude ; à terme, la pérennité du dispositif pourrait être questionnée en regard de l'appréciation de son efficacité pour la collectivité

La valorisation de la GO est basée sur un système déclaratif qui peut être assorti de contrôles, mais les modalités concrètes de son évaluation demeurent incertaines. En effet, si la valeur de la GO peut être facilement identifiée dans le cas d'une cession à un tiers, sa valorisation demeure plus complexe lorsqu'elle est intégrée dans une offre au client final qui inclut un ensemble de services ou bien lorsqu'elle est une composante d'une offre sur mesure négociée avec une entreprise, ou a *fortiori* lorsqu'elle est proposée par des acteurs *pure players* du gaz vert pour lesquels la comparaison avec le prix de l'offres équivalente de gaz naturel « fossile » n'est pas possible.

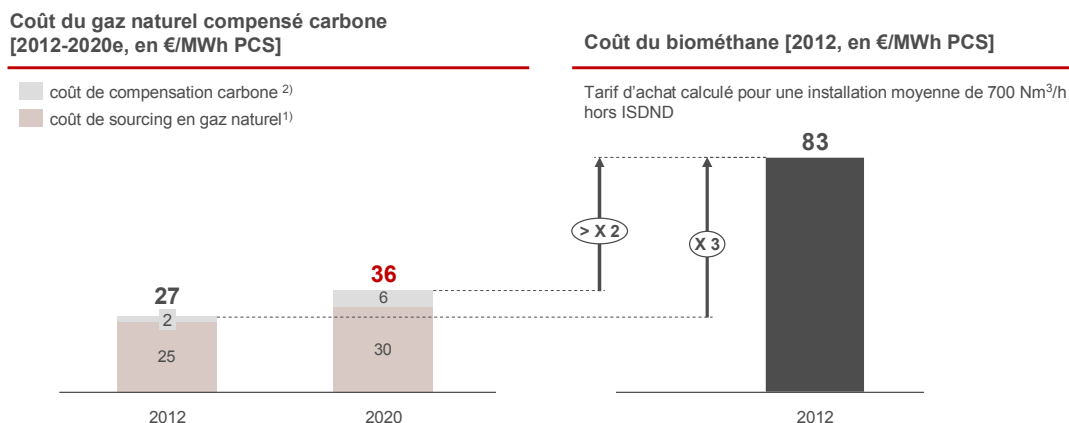
Par ailleurs, la pérennité même du dispositif biométhane (tarif d'achat et GO) peut être questionnée. En effet, au sein du portefeuille de solutions pour décarbonner l'économie française, l'injection ne figure pas parmi les filières les plus efficaces : la valeur implicite de la tonne carbone est proche de 300 €. A court terme, le coût du biométhane pour la collectivité est trois fois plus élevé que celui d'un gaz naturel fossile compensé carbone, et restera vraisemblablement plus de deux fois plus élevé à long terme .

Cette considération pourrait amener les pouvoirs publics à réviser « au juste nécessaire » le dispositif réglementaire mis en place, à moins que le développement de la filière injection ne

poursuive d'autres objectifs, et notamment celui d'être un instrument de la politique agricole française, comme cela a été le cas en Allemagne. Chez nos voisins, les subventions ont en effet permis aux agriculteurs de mobiliser

des fonds pour renouveler leurs infrastructures agricoles, préparant ainsi une transition vers d'autres types d'intrants que les cultures énergétiques.

Figure 6 : Pour la collectivité, dans une « pure rationalité économique », une offre de gaz naturel compensée carbone est, et restera, moins chère qu'une offre biométhane



1) Indices de prix France publiés dans le *Gas Summary and Price Forecast 2012* de Wood Mackenzie
 2) Estimation du prix du carbone basée sur les historiques de prix Bluenext et sur les prévisions Conseil économique pour le développement durable (bulletin n°12 – juillet 2010) et utilisation du facteur d'émission du gaz naturel de 0,185 t/MWh gaz PCS communiqué par l'Ademe
 Source: arrêté du 24 novembre 2011 ; Powernext ; Bluenext ; Conseil économique pour le DD ; Ademe ; Analyse E-CUBE Strategy Consultants

A propos de l'auteur :

Julie Pinel (consultante senior) sous la supervision de **Pierre Germain** (directeur associé)
 Pour plus d'information sur les thèses présentées dans cette étude, vous pouvez contacter les auteurs par e-mail à e3@e-cube.com

Cette étude a été réalisée dans le cadre d'un projet commandité par la direction commerciale de GRTgaz. GRTgaz souhaite se positionner comme partenaire de la filière biométhane et à ce titre :

- Optimiser les solutions de raccordement qu'il propose aux producteurs pour faciliter l'injection de biométhane dans les réseaux
- S'intéresse aux futures conditions du marché du biométhane en France pour mieux comprendre et anticiper les comportements des acteurs (producteurs, fournisseurs, consommateurs), et par là même, mieux les servir

PARIS – MUNICH – CHENNAI – HONK KONG – SAO PAULO



www.e-cube.com

350 rue Saint-Honoré,
75001 Paris
FRANCE
+33 (0)1 83 95 46 80

b | c a | m
Kunstmann Straße 5
80997 München
Germany

Plot 64, 2nd link street,
Nehru Nagar, O.M.Road,
Thiruvanmiyur
Chennai – 600 041 INDE
+91 (0) 98 4033 1364

Unit 1305, Tower II, Metroplaza,
23 Hing Fong Road, Kwai Fong,
N.T.Hong Kong, CHINE
+85 2 8127 7577 (HK)
+86 1521 8869 869 (CN)

Crescendo Consultoria
Rua Funchal 418
35e andar - Vila Olimpia
04551-060 São Paulo - SP
BRESIL