


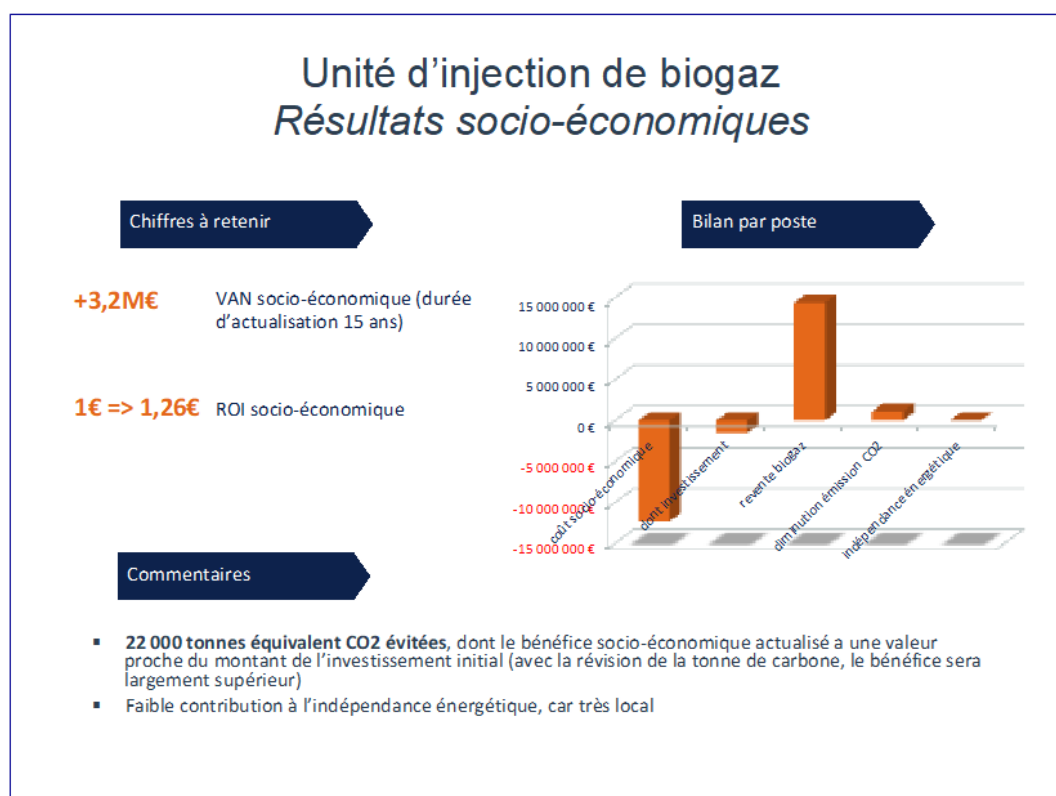
# Evaluation socio-économique du projet d'unité d'injection de biogaz, Angers



# Unité d'injection de biogaz / Angers / Pays de la Loire – En Bref

Description	Acteurs
<p>La station d'épuration de la Baumette couvre Angers et une partie de son agglomération.</p> <p>Jusqu'en 2016 (option de référence), les boues étaient chauffées dans un digesteur, générant :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Des boues digérées à destination de l'épandage agricole ou du composte</li> <li>- Du biogaz : une partie servant les besoins en énergie de la station d'épuration + une partie (40%) était torchée et rejetée dans l'atmosphère (CO<sub>2</sub>, méthane et gaz rares)</li> </ul> <p>En juin 2016 (option de projet – investissement initial : 1,5M€), installation d'une unité de purification, pour séparer le méthane des autres gaz. Le méthane est alors réinjecté dans le réseau GRDF et vendu à Engie, pour une durée de 15 ans.</p>	
Problématique retenue	Impacts socio-économiques étudiés
<p>Par rapport à la situation où on brûlait les biogaz issus de la station d'épuration, quels sont les impacts de l'installation de l'unité de purification et quelle est leur valeur ?</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Différentiel de coût (investissement, exploitation et GER de l'unité de purification)</li> <li>- Revente de méthane</li> <li>- Diminution des émissions de GES dans l'atmosphère</li> <li>- Contribution à l'indépendance énergétique</li> <li>- Nuisances olfactives</li> <li>- Nouveaux usages (réseau de bus)</li> </ul>

CITIZING



## I. Contexte et description du projet

La station d'épuration d'Angers la Baumette couvre le périmètre d'Angers et d'une partie de l'Agglomération "Angers Loire Métropole" (33 communes). Avec un débit nominal d'entrée de 65K m<sup>3</sup>/J, elle traite l'eau et les boues associées pour l'équivalent de 285 000 habitants depuis 1972. La première grande rénovation de cette station a eu lieu entre 2007 et 2009 pour un coût de 65 M€.

### Circuit des boues

Les boues primaires et biologiques arrivent dans un digesteur (également appelé réacteur à biogaz ou méthaniseur) chauffé à 37°, ce qui réduit le volume des boues et génère, via les bactéries :

1. du biogaz : le digesteur produit annuellement entre 2,5 et 3 millions de Nm<sup>3</sup> (normaux mètres cubes) de biogaz.
2. des boues digérées dans le fond de la cuve dont la destination est double:
  - épandage agricole (plan d'épandage de 6 300 hectares). Les boues sont soit chaulées, soit séchées ;
  - envoyées en compostage quand la réglementation ne permet plus l'épandage agricole.

Option de référence (avant la mise en place du projet) :

Le biogaz produit par le digesteur contient 65% de méthane (CH<sub>4</sub>), 30% de CO<sub>2</sub> et 5% de gaz rares de type H<sub>2</sub>S. L'utilisation du biogaz est triple :

1. 15% servait à alimenter les chaudières des digesteurs
2. 45% servait à alimenter les chaudières des sécheurs.
3. 40% restants étaient "torchés"/brûlés (via une torchère) et rejetés dans l'atmosphère.

### Option de projet :

En juin 2014, un arrêté a permis aux stations d'épuration de traiter le biogaz et de réinjecter la partie méthane du biogaz dans le réseau GRDF. Afin de ne garder que le méthane, il a fallu installer début 2017 une unité de purification du biogaz. L'injection de méthane au sein du réseau GRDF a commencé en juin 2017.

Ainsi, la torchère est désormais à l'arrêt, ne fonctionnant qu'en solution de secours. Le méthane est capté et réinjecté dans le réseau GRDF, tandis que le CO<sub>2</sub> est rejeté dans l'atmosphère. Aujourd'hui, les sécheurs sont à l'arrêt et l'unité de traitement traite 85% du biogaz produit, à l'exception de la fraction utilisée pour chauffer le digesteur (soit 15% de la production de biogaz).

A terme, l'unité pourra traiter la totalité du biogaz produit. En effet, des travaux de récupération des calories aujourd'hui non utilisées (calories des eaux traitées et des moteurs des surpresseurs) sont prévus pour fin 2018/début 2019 afin de chauffer le digesteur.

Enfin, il n'est pas à exclure que le CO<sub>2</sub> actuellement rejeté dans l'atmosphère puisse un jour être stocké et réutilisé.

## II. Problématique

Par rapport à la situation où on brûlait le biogaz issu de la station d'épuration, quels sont les impacts (bienfaits et coûts) de l'installation de l'unité de purification et quelle est leur valeur ?

### III. Les impacts socio-économiques et environnementaux du projet

#### a) Les montants d'investissement, d'opération maintenance et de renouvellement

Le projet suppose premièrement un investissement initial ainsi qu'un certain nombre de coûts. Ces dépenses sont valorisées par un coût d'opportunité propre aux dépenses publiques.

Début 2017, l'unité de purification a coûté 1,492 M€ HT.

Deux autres types de coûts sont à prendre en compte :

(1) la vidange du digesteur pour 1,5M€ avant d'enclencher l'injection

(2) les coûts d'exploitation et de maintenance à hauteur de 650K€ par an sur les 15 ans de contrat d'injection avec GRDF.

La torchère, qui existait déjà comme équipement, avait un coût d'exploitation nul.

L'installation a une durée de vie d'au moins 15 ans mais pourrait fonctionner entre 25 et 30 ans avec du « gros entretien renouvellement » au bout de 15 ans. L'étude se basera sur une hypothèse conservatrice de 15 ans de durée de vie.

Le rapport Quinet préconise de multiplier les dépenses publiques de construction et de maintenance par le coût d'opportunité des fonds publics (COFP) dont la valeur recommandée est 1,2. Il préconise aussi de multiplier les dépenses publiques de construction par le prix fictif de rareté des fonds publics (PFRFP). Il peut être pris par défaut égal à 0,05. Afin de faciliter la comparaison avec les autres projets et en gardant à l'esprit une approche conservatrice, l'ensemble des dépenses seront multipliées par 1,25.

Calculs : décomposition des différentes dépenses, annualisation des dépenses d'entretien selon une base linéaire puis pondération de l'ensemble des dépenses par ce coût d'opportunité.

**In fine, le coût socio-économique du projet, actualisé sur 15 ans s'élève à : 12,3M€**

#### b) La revente du biogaz

Le méthane issu de l'unité de purification est injecté dans le réseau GRDF, et vendu à Engie selon un contrat de 15 ans, avec des prix de revente déterminés (conditionnels à une quantité de production), permettant d'estimer les recettes annuelles.

Le prix de revente de l'énergie est actuellement de 10,38 centimes d'euros /kWh exprimé en PCS, fixé pour 15 ans.

Si la production moyenne est supérieure à 170 Nm<sup>3</sup>/heure, le contrat prévoit une renégociation des prix (à la baisse) avec Engie.

En une année de fonctionnement, l'unité a permis d'injecter environ 1,3 M Nm<sup>3</sup> de méthane et couvert

la consommation de 1 800 foyers.

Pour le mois d'avril par exemple, la production était de 122k Nm<sup>3</sup> = 1,318 M kWh de PCS = 137 K€ de recettes. Dans le prévisionnel, les recettes annuelles sont estimées à 1,4 – 1,6M€.

Calculs :

- Choix de l'hypothèse conservatrice de 1,4 M€ de recettes annuelles, au vu de la possible renégociation de contrat avec Engie et de la production actuelle qui pourrait excéder le seuil de 170 NM<sup>3</sup>/h.
- L'injection de gaz a commencé en juin 2017, ce qui modifie le niveau de recettes pour cette année.
- **Bénéfice socio-économique actualisé issu de la revente de biogaz = 14,4M€**

c) La diminution des émissions de méthane dans l'atmosphère

L'utilisation du méthane au sein du réseau GRDF a une influence bénéfique sur l'environnement, puisque celui-ci n'est dès lors plus rejeté dans l'atmosphère. Utilisant les méthodes actuelles de valorisation des gaz à effet de serre, l'analyse valorise en unités monétaires la réduction des émissions de méthane.

Trois champs de la littérature sont mobilisés : (1) la valorisation en unités monétaires de la tonne de CO<sub>2</sub>, (2) la prise en compte du méthane en équivalent tonne de CO<sub>2</sub> et (3) la pollution générée par l'utilisation du méthane dans le réseau de gaz.

- (1) La valorisation en unités monétaires de la tonne de CO<sub>2</sub> se fait notamment dans le rapport Quinet – Commissariat Général à la Stratégie et à la Prospective (2013). Notons qu'une révision de la valeur tutélaire du carbone est en cours et devrait aboutir à une multiplication par 3 du coût socio-économique des émissions.

La valeur tutélaire issue du rapport Quinet s'élève à 32€ 2010/t CO<sub>2</sub>, avec une valeur cible de 100€ en 2030/t CO<sub>2</sub>. L'analyse utilise ainsi une règle d'évolution de 5,8% annuel sur cette période.

(2) Les différents gaz à effet de serre n'ont pas le même pouvoir de nuisance. Ils n'ont pas le même pouvoir de réchauffement climatique, ni les mêmes nuisances directes sur les organismes vivants.

1. L'article de West et al. (2006) met en avant que le méthane, même s'il n'a pas d'effet direct sur la santé des êtres humains, affecte significativement le réchauffement climatique. Ils analysent ainsi l'effet indirect du méthane sur la santé des êtres humains via le réchauffement climatique : une réduction de 20% du méthane dans l'atmosphère dès 2010 permettrait d'empêcher 370 000 décès prématurés entre 2010 et 2030, y compris en Europe. Les calculs de coûts-bénéfices de l'article se fondent sur une évaluation basse de la vie humaine (1 million de dollars).
2. Le 5<sup>ème</sup> rapport du GIEC en 2014 fournit une mesure d'équivalent CO<sub>2</sub>, où ils mesurent le potentiel de réchauffement global (PRG/GWP) de chaque gaz vis-à-vis du CO<sub>2</sub> (dont le PRG est égal à 1). Ils utilisent aussi différentes échelles de temps, 20 ans comme 100 ans. Il est établi qu'une tonne de méthane a un PRG de 28 sur une échelle de 100 ans et 84 sur une échelle de 20 ans. En d'autres termes, sur l'échelle par défaut de 100 ans, une tonne de méthane est

comptabilisée comme 28 tonnes de CO<sub>2</sub>.

(3) L'utilisation de ce gaz par Engie n'est pas parfaitement indolore pour l'environnement. Cela est générateur de CO<sub>2</sub>, il faut donc en tenir en compte.

1. Selon le document "Base carbone" de l'ADEME page 93, le biogaz émet 11 gCO<sub>2</sub>équivalent/KWh. Un avis quelque peu différent des données RTE qui donnent 0,983 tCO<sub>2</sub>/MWh, élément conventionnel pour l'ensemble des bioénergies (déchets, biomasse, biogaz). Prenons ainsi l'hypothèse la plus rigoriste avec le modèle le plus fin : 11 gCO<sub>2</sub>équivalent/KWh.

Calculs :

- Nous commençons par calculer les m<sup>3</sup> de méthane produits. Il y a 65% de méthane dans le biogaz produit. Les porteurs de projets estiment produire annuellement entre 2,5 et 3 millions de m<sup>3</sup> de biogaz, correspondant à 1,625 à 1,95 million de m<sup>3</sup> de méthane. Actuellement, la production annuelle est de 1,3 million de m<sup>3</sup> de méthane. L'analyse se fait selon une hypothèse prudente de production : 1,3 million de m<sup>3</sup> de méthane par an dès 2018. Le projet a vu le jour en juin 2017, donc un prorata est appliqué pour l'année 2017.
- Puis nous calculons la proportion du méthane réinjectée dans le réseau. En 2017 et en 2018, les sécheurs étant à l'arrêt, une grande quantité du méthane va être réinjectée dans le réseau mais il faut encore chauffer le digesteur (en utilisant 15% du biogaz produit). Donc pour 2017 et pour 2018, on comptera 85% du méthane produit. Avec les travaux de récupération des calories aujourd'hui non utilisés (calories des eaux traitées et des moteurs des surpresseurs), l'unité réinjectera 100% du méthane produit dès 2019.
- Equivalence de ces m<sup>3</sup> de méthane en tonnes équivalent de CO<sub>2</sub>, en se basant sur les calculs du GIEC.
- Evaluation de ces tonnes équivalent de CO<sub>2</sub> en euros, en mobilisant la valeur tutélaire de la tonne de CO<sub>2</sub>.
- Il convient enfin de retrancher les tonnes de CO<sub>2</sub> générées par la production d'Engie permise par ce biogaz. On a pour données 11 g CO<sub>2</sub> équivalent/KWh et 15,6 Mwh de production annuelle. Soit des émissions de 171 600 g CO<sub>2</sub> équivalent par an, soit 0,171600 tonnes CO<sub>2</sub> équivalent.
- Evaluation de ces tonnes équivalent de CO<sub>2</sub> générées par la production d'Engie, que l'on retranche à la première évaluation, afin de valoriser les tonnes nettes de CO<sub>2</sub> évitées => Environ 22 000 tonnes de tonnes équivalent CO<sub>2</sub> évitées
- **In fine, bénéfice socio-économique issu de la diminution des GES = 1,6M€, soit un peu plus de 1M€ actualisés.**

d) La valorisation de l'indépendance énergétique

Etant donné que GRDF achetait son gaz à l'extérieur, on peut valoriser la réinjection de biogaz dans le réseau GRDF comme un élément contributif à l'indépendance énergétique.

Une large littérature discute des indicateurs d'indépendance énergétique, mais les articles qui valorisent explicitement sous forme d'unités monétaires ce phénomène sont rares et prennent le cas d'un pays, généralement les Etats-Unis. La revue de littérature se décompose en deux parties : (1) les

rare tentatives d'évaluer monétairement l'indépendance énergétique et (2) les éléments propres au cas français qui permettent de poser les calculs.

(1) Il existe quelques études visant à valoriser l'indépendance énergétique en unités monétaires.

1. La note "National and EU-Level Estimates of Energy Supply Externalities" n°186 d'Arnold et Hung (2009) du *CEPS Policy Brief* fait une revue de littérature sur les estimations des coûts liés à une hausse du prix du pétrole, les mécanismes sous-jacents étant proche des problématiques de l'indépendance énergétique. Cela est mesuré en perte de points de PIB comme en coût supplémentaire par kWh. Ils mettent aussi en avant l'inexistence de telle revue de littérature sur le prix du gaz.
2. La méthode de Greene et Leiby (2006) met en avant trois familles de coûts socio-économiques liés à la dépendance énergétique : (i) Transfert de revenus des consommateurs vers les producteurs étrangers, lié à la différence de prix avec un hypothétique marché national ; (ii) Perte de production potentielle liée à des problèmes d'acheminement de l'énergie ; (iii) Coût de dislocation lié à une hausse soudaine des cours.
1. Les mécanismes précédents sont notamment utilisés dans Greene (2010). Il met en évidence la mesure théorique et empirique de l'indépendance énergétique, notion voulant limiter au maximum l'utilisation de pétrole et gaz importé (et non pas une utilisation de ces ressources à zéro ou des importations égales à zéro). Ici, l'indépendance énergétique est vue comme le fait que les coûts de la dépendance au pétrole sont inférieurs à 1% du PIB, à une probabilité de 95%. Estimation du coût annuel de cette dépendance énergétique pour les USA en 2008 : 500 milliards de dollars.

(2) Nous regroupons ici les éléments permettant de rapprocher les méthodes précédentes au cas français :

1. Le rapport Quinet (2013) est une source de précieuses informations : Il met en avant les difficultés concrètes du marché unique de l'électricité ainsi que le caractère difficilement prévisible de son prix (pages 211-216), avant de souligner (page 219) l'intérêt du biogaz. Dans les pages suivantes (pages 220-224), le rapport met en exergue la logique financière actuelle pour la valorisation de tels investissements dans le domaine de l'énergie : on note la valeur de l'énergie non distribuée comme seule externalité explicitement prise en compte (pages 224-225), les autres étant dans des calculs de surcoûts ou dans le cadre des négociations. L'étude de RTE basée sur 1600 clients représentatifs (page 227) fournit une valeur monétaire pour les coupures d'électricité : « le coût économique d'une coupure de courant supérieure à 3 minutes (coupures longues) s'élève en France, en moyenne, à 26€/kWh (34€/kWh en moyenne pour les entreprises, 19€/kWh en moyenne pour les ménages) ». Le rapport souligne également le critère actuellement retenu sur la notion de « défaillance maximale »: l'espérance mathématique de la durée annuelle durant laquelle le parc de production électrique français est en situation de défaillance ne doit pas excéder 3 heures, le secours par les interconnexions internationales étant supposé nul.
2. Les documents de travail RTE fournissent les informations suivantes pour la France en 2016, les données de 2015 étant similaires : en moyenne il y a 3min25 de temps de coupure équivalent, soit une fréquence de coupure longue de 0,0709 et une fréquence de coupure brève de 0,303.

Calculs : l'analyse se fonde sur la méthode de Greene et Leiby (2006) avec les chiffres du cas français (partie (2) de la revue de littérature).

1. Transfert de revenus des consommateurs vers les producteurs étrangers, reflété par la différence de prix avec un hypothétique marché national. Il faudrait des données fiables, notamment au niveau de l'élasticité demande-prix ainsi que la mesure du marché pertinent. Face au faible impact sur le prix d'un projet aussi local, nous pouvons considérer qu'il n'y a pas d'impact.
2. Perte de production potentielle. Les documents de travail RTE et le rapport Quinet (2013) fournissent à la fois l'objectif de défaillance maximale, les temps de défaillance actuels ainsi que la valorisation de telles défaillances par les consommateurs. En étant dépendant énergétiquement, nous sommes plus exposés au niveau de coupure/défaillance des producteurs extérieurs et cette défaillance est ainsi mesurable. Ce deuxième coût est le seul que nous pouvons valoriser ici.
3. Coût de dislocation lié à une hausse soudaine des cours. Nous considérons que cette production locale ne sera que d'un faible secours face à une situation exceptionnelle où se conjuguent plusieurs aléas défavorables. Cela nécessiterait des données sur la probabilité d'occurrence dans la région précise, des données sur la nature des coûts et sur leur évaluation.

Le station d'épuration de la Beaumette répond à la demande de 1800 foyers pour 15,6 Mwh. Comme mentionné précédemment, RTE a estimé à 26€/kWh le coût économique d'une coupure de fourniture d'énergie supérieure à 3 minutes (coupures longues). L'utilisation de ce biogaz au niveau local permet ainsi de se prémunir d'un risque de coupure lié à un approvisionnement extérieur.

S'agissant du temps de coupure, deux possibilités :

1. Considérer l'objectif de l'Etat : l'espérance mathématique de la durée annuelle durant laquelle le parc de production français est en situation de défaillance ne doit pas excéder 3 heures.
2. Considérer l'état actuel du réseau via RTE: en moyenne il y a 3min25 de temps de coupure équivalent, soit une fréquence de coupure longue de 0,0709 et une fréquence de coupure brève de 0,303.

Dans les deux options, les bénéfices liés à l'indépendance énergétique sont minimes. Détail du calcul pour la première option :

- Proportion du temps maximal de défaillance, en prenant 3 heures de défaillance :  $3/(365 \times 24) = 3/8760 = 0,000342$ .
- Kwh potentiellement concernés par cette défaillance :  $0,000342 \times 15\ 600 = 5,34246$  Kwh
- **Valorisation de ce gain socio-économique :  $5,34246 \times 26 = 138,9$  euros par an, soit à peine 2000€ actualisés sur la durée considérée.**

e) Pour aller plus loin

La réduction des nuisances olfactives ? Le rapport de l'ADEME souligne l'absence de nuisances olfactives et auditives de tels projets de biogaz, notamment lorsque ces derniers suivent un certain nombre de règles. On supposera ici que les derniers travaux en 2013 ont permis d'éliminer ce problème.

Nouveaux usages ? L'utilisation de gaz naturel pour le réseau de bus pourrait être un nouveau bénéfice



à ajouter à cette étude, en se basant une nouvelle fois sur les évaluations du rapport Quinet. Affaire à suivre ! Le communiqué ci-dessous traite de cette nouvelle possibilité :

*Régionale Clients Territoires de GrDF, et Sébastien HUBAU, Directeur Grands Comptes d'ENGIE Entreprises et Collectivités ont inauguré lundi 9 avril 2018 l'unité de traitement et d'injection de biogaz de la Baumette à Angers.*

*La communauté urbaine Angers Loire Métropole s'implique en faveur de la transition énergétique. Les questions climatiques, énergétiques et environnementales intéressent au premier chef la collectivité. Aujourd'hui, la communauté urbaine innove en produisant du gaz vert, injecté directement dans le réseau de gaz naturel exploité par GRDF, à partir des déchets organiques de la station d'épuration de la Baumette. Cette usine, inaugurée le lundi 9 avril 2018, alimentera très prochainement une station-service au gaz naturel qui bénéficiera à une nouvelle flotte de bus.*

#### **IV. Calculs socio-économiques et conclusion**

Le projet est valorisé sur 15 ans. Il peut potentiellement durer 25 à 30 ans avec du gros entretien renouvellement, mais différents éléments ne permettent pas d'évaluer sereinement le projet à cet horizon : (i) le contrat avec Engie est sur 15 ans, (ii) l'évaluation du prix du carbone au-delà de 2030 est plus incertain selon le rapport Quinet (2013), or la valeur tutélaire est en cours de révision.

Le taux d'actualisation utilisé est de 4,5%, conformément à la tradition du calcul socioéconomique en France.

*Eléments de synthèse :*

- Un investissement initial de 1,5 M€.
- La **valeur actualisée nette socio-économique** (Bénéfices socio-économiques – Coûts socio-économiques sur la durée considérée, ramenés en valeur d'aujourd'hui) est clairement positive, à plus de **3,2 M€**.
- Un ratio bénéfice/coût élevé : **1 € dépensé => 1,26 € de valeur collective générée**
- La valeur collective nette créée est largement tirée par les bénéfices en matière de vente d'énergie.
- Environ 22 000 tonnes de tonnes de CO2 évitées sur 15 ans.
- En dépit d'une valeur tutélaire de la tonne de carbone encore faible (qui devrait être multipliée par 3 par la révision en cours), le bénéfice socio-économique actualisé issu des émissions évitées est proche du montant de l'investissement initial.
- La valeur socio-économique permise par la contribution à l'indépendance énergétique est ici faible (environ 2K€), en raison du caractère très local du projet qui ne saurait à lui seul changer la donne au niveau de la structure concurrentielle du marché ou radicalement modifier les prix. Néanmoins, la multiplication de ce type d'initiative pourrait à terme être très profitable collectivement (transfert de revenus, défaillances évitées, et coûts de dislocation évités liés à une éventuelle hausse des cours). Notons sur ce dernier point les profondes difficultés pour estimer le prix futur de l'énergie; difficultés et incertitudes qui militent en faveur de projets tels que celui de la Baumette à Angers.

## Références

- Ang, B.W., Choong, W.L. and Ng, T.S., 2015, Energy security: Definitions, dimensions and indexes, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp 1077-1093.
- Arnold, S., Hunt, A., 2009, National and EU-Level Estimates of Energy Supply Externalities, Note n°186 *CEPS Policy Brief*.
- Azzuni, A., & Breyer, C., 2018, Definitions and dimensions of energy security: a literature review. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 7(1), p 268.
- Fiche technique ADEME, 2014, Méthanisation.
- Greene, D.L., Leiby, P.N., 2006, The oil security metrics model, *Oak Ridge National Laboratory*.
- Greene, D.L., 2010, Measuring energy security : Can the US achieve oil independence ?, *Energy Policy*, 38, pp 1614-1621.
- Loschel, A., Moslener, U., and Rubbelke, D., 2010, Indicators of energy security in industrialised countries, *Energy Policy*, 38, pp 1665-1671.
- Rapport Base Carbone ADEME, 2014, Documentation des facteurs d'émissions de la Base Carbone, page 18.
- Rapport du GIEC, 5<sup>ème</sup> édition, Changements climatiques 2014 Rapport de synthèse, page 92.
- Rapport OTV, Novembre 2012, Bilan réglementaire des émissions de gaz à effet de serre.
- Rapport Quinet, 2013, Evaluation socioéconomique des investissements publics, Commissariat général à la stratégie et à la prospective.
- West J., Fiore M. A., Horowitz L. W., and Mauzerall D. L., 2006, Global health benefits of mitigating ozone pollution with methane emission controls, *Proceedings of the National Academy of the USA*.