



COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE

COMMUNICATION

CD-16115-CWaPE-0009

relative à la

*'méthodologie de calcul du prix d'achat garanti
du gaz SER injecté dans les réseaux de gaz naturel'*

*rendue en application de l'article 29quinquies, §1 de l'arrêté du
Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service
public dans le marché du gaz*

Le 15 décembre 2016

Communication de la CWaPE relative à la méthodologie de calcul du prix d'achat garanti du gaz SER injecté dans les réseaux de gaz naturel

1. Objet

Le projet d'Arrêté du Gouvernement wallon adopté en deuxième lecture le 22 juillet 2016 (ci-dessous dénommé « projet d'AGW ») modifiant :

- l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz,
- l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération et
- l'arrêté du Gouvernement wallon du 23 décembre 2010 relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelables

introduit via l'article 29quinquies, §1 (dans l'AGW du 30 mars 2016) le mécanisme d'achat au prix garanti pour les quantités de gaz SER injectées sur le réseau de distribution en région wallonne sous certaines conditions.

Selon le même article, « *La CWaPE, en concertation avec l'Administration, fixe le prix d'achat garanti, de manière à garantir le niveau de rentabilité de référence pour la filière de neuf pour cent. (...) La méthodologie de calcul de ce prix d'achat garanti, définie par la CWaPE en concertation avec l'Administration, prend en considération :*

1° les variables techniques des filières: durée d'amortissement de vingt années, rendement, durée d'utilisation;

2° les variables portant sur les coûts: coûts d'investissement éligibles déduction faite des aides perçues, coûts de raccordement, coût des combustibles en ce compris leur transport dans un rayon maximal de dix kilomètres, frais annuels d'opération et de maintenance, coûts de démantèlement, charges fiscales, à savoir l'impôt des sociétés effectif tel que publié par le Conseil supérieur des Finances;

3° les variables portant sur les revenus escomptés: il n'est cependant pas tenu compte ni des éventuels revenus issus de la commercialisation ni des frais de transport du digestat;

4° les revenus ou aides éventuels complémentaires, découlant de la commercialisation des « labels de garanties gaz SER ». (...).».

L'objet du présent document vise donc à définir des hypothèses pour le calcul de ce prix garanti et à en déterminer un montant pour l'année 2017.

2. Contexte

Dans le cadre de l'appel à projet biomasse 2014 lancé par le Gouvernement wallon le 27 juin 2013, trois projets traitant de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel ont fait l'objet d'études subventionnées qui ont conduit à la réalisation de business plans.

Ces derniers ont été analysés par le groupe de travail « injection de biométhane » mis en place par le Cabinet du Ministre de l'Énergie ; groupe composé de représentants de l'Administration, des gestionnaires de réseau, du régulateur régional de l'énergie et du facilitateur biomasse (ValBiom).

Sur base de ces travaux, des coûts de production et d'injection du biométhane ont pu être déterminés.

Pour élaborer cette note méthodologique, nous repartirons entre autre de paramètres technico-économiques issus de groupe de travail et repris dans le document rédigé par ValBiom¹.

3. Paramètres techniques

3.1. Classes de puissance

L'étude économique de ValBiom analyse quatre débits d'injection de biométhane, à savoir : 100, 250, 500 et 1.000 Nm³/h. Ces débits seront pris comme débits de référence dans la suite de cette note méthodologique et des classes de débits seront définies autour de ces débits de référence. Notons que le seuil de 455 Nm³/h correspondant au 5 MW PCS repris dans le projet d'AGW a été préféré à 500 Nm³/h. Il correspond à la puissance maximale admissible pour pouvoir bénéficier du mécanisme d'achat à prix garanti, dans l'état actuel du projet.

Sur base d'un contenu énergétique de 11 kWh PCS par Nm³ de biométhane, on peut déterminer les puissances correspondant aux débits de référence.

Le tableau ci-dessous reprend les hypothèses de débit et de puissance retenues pour les installations de référence :

| Classe de débit [Nm ³ CH ₄ /h] | ≤ 200 | ≤455 | ≤750 | >750 |
|---|-------|------|------|-------|
| Débit de référence [Nm ³ CH ₄ /h] | 100 | 250 | 500 | 1.000 |
| Puissance de référence [MW PCS] | 1,10 | 2,75 | 5,50 | 11,00 |

Tableau 1 : Installations de référence pour l'injection de biométhane

3.2. Durée de vie économique et durée d'utilisation

Conformément au projet d'AGW, la durée de vie économique de l'installation est fixée à vingt ans. Ces mêmes vingt ans correspondent à la durée d'amortissement retenue dans les business plans de l'appel à projet et à l'hypothèse suivie dans l'étude économique de ValBiom.

Les durées annuelles d'utilisation retenues correspondent aux valeurs reprises dans l'étude économique de ValBiom ; à avoir 8.000 h/an.

¹ Anzalone, L. & Heneffe, C. (2016), *Injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel – Etude économique*. Document non publié, ValBiom.

| Classe de débit [Nm ³ CH ₄ /h] | ≤ 200 | ≤455 | ≤750 | >750 |
|--|-------|-------|-------|-------|
| Durée de vie économique [années] | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Durée d'utilisation [h/an] | 8.000 | 8.000 | 8.000 | 8.000 |

Tableau 2 : Durée de vie économique et durée d'utilisation

3.3. Consommations spécifiques d'énergie

Pour fonctionner le digesteur et le module d'épuration ont besoin d'énergie (électricité et chaleur). Sur base d'une publication de l'Université de Vienne² et de quelques données constructeurs, le tableau ci-dessous a pu être établi. Ces données sont par ailleurs cohérentes avec d'autres données publiées par le Fraunhofer Institut³. Le tableau renseigne les consommations spécifiques d'électricité et de chaleur par Nm³ de biométhane en sortie de l'épurateur.

| Classe de débit [Nm ³ CH ₄ /h] | | ≤ 200 | ≤455 | ≤750 | >750 |
|--|-------------|---------------|-------------------|-------------------|-----------------------|
| Production de biogaz | Electricité | 0,19 ... 0,38 | 0,18 ... 0,35 | 0,16 ... 0,33 | 0,15 ... 0,30 |
| | Chaleur | 0,41 ... 0,88 | 0,40 ... 0,63 | 0,40 ... 0,63 | 0,40 ... 0,63 |
| Epuration du biogaz et biométhane | Technologie | Membrane | Solvant organique | Solvant organique | Extrapolation solvant |
| | Electricité | 0,34 | 0,58 | 0,58 | 0,58 |
| | Chaleur | - | 0,42 | 0,42 | 0,42 |
| | Technologie | À l'eau | Amines | Amines | Extrapolation amines |
| | Electricité | 0,46 | 0,27 | 0,27 | 0,27 |
| | Chaleur | - | 0,55 | 0,55 | 0,55 |

Tableau 3 : Consommations spécifiques d'énergie [kWh/Nm³ Biométhane]

4. Paramètres économiques

4.1. Coûts d'investissement

L'étude économique de ValBiom renseigne des coûts d'investissement pour les différentes étapes d'un projet d'injection de biométhane dans les réseaux : production de biogaz brut, épuration, contrôle qualité et raccordement au réseau. Pour chacune de ces étapes, l'étude donne un prix minimal et un prix maximal.

Le projet d'AGW indique (Art. 29ter) que le gestionnaire de réseau de distribution répercute les coûts d'installation de la cabine (comprenant au minimum une installation de contrôle de qualité de détente, d'odorisation de comptage et d'injection) sur l'ensemble des consommateurs. Par conséquent, ils ne seront pas retenus dans le cadre de cette note méthodologique visant à ne reprendre que les coûts imputés aux producteurs de biométhane.

² Vienna University of Technology (2012), *Biogas to biomethane – Technology review*. http://www.aile.asso.fr/wp-content/uploads/2012/06/wp3-1-1_technologyreview_english.pdf

³ Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (2009), *Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz*, Urban W. et al., http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-948875.pdf

Dès lors, ne tenant compte que des investissements pour les étapes relatives à la production de biogaz brut et à l'épuration de ce dernier, on détermine les coûts d'investissement minimums, moyens et maximums en fonction des débits de référence. Ceux-ci sont repris dans le tableau ci-dessous.

| Classe de débit [Nm ³ CH ₄ /h] | | ≤ 200 | ≤455 | ≤750 | >750 |
|---|------------------|----------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Coût d'investissement production biogaz brut [k€/MW] | Min ⁴ | 1.565 | 1.516 | 1.252 | 1.113 |
| | Max ⁴ | 2.117 | 2.052 | 1.694 | 1.505 |
| Technique d'épuration | Min | Membrane | Solvant organique | Solvant organique | Solvant organique |
| | Max | À l'eau | Amines | Amines | Amines |
| Coût d'investissement épuration [k€/MW] | Min | 691 | 455 | 318 | 264 |
| | Max | 918 | 455 | 318 | 264 |
| Coût d'investissement total [k€/MW] | Min | 2.256 | 1.971 | 1.570 | 1.376 |
| | Max | 3.035 | 2.506 | 2.012 | 1.769 |
| | Moy | 2.645 | 2.239 | 1.791 | 1.573 |

Tableau 4 : Investissement spécifique de référence HTVA

Outre ces coûts d'investissements, il sera également tenu compte de coûts de réinvestissement pour les parties électromécaniques de l'installation de production du biogaz. Sur base de l'étude économique de ValBiom, ceux-ci sont estimés à 12 % des investissements initiaux de la partie électromécanique de l'installation de production de biogaz. Ces réinvestissements sont amortis sur 7 ans au lieu de 20 ans.

4.2. Aides à l'investissement

Les installations de production et d'injection de biométhane dans les réseaux sont supposées éligibles aux aides UDE et au complément d'aide FEADER sous certaines conditions⁵. Les hypothèses retenues ici sont identiques aux hypothèses retenues dans l'étude économique de ValBiom et reprises au tableau ci-dessous.

| Classe de débit [Nm ³ CH ₄ /h] | ≤ 200 | ≤455 | ≤750 | >750 |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Aides UDE [% invest.] | 27,5 % | 22,5 % | 22,5 % | 22,5 % |
| Complément d'aide FEADER [% invest.] | 8,25 % | 6,75 % | 6,75 % | 6,75 % |
| Plafond aides⁶ [€] | 1.500.000 | 1.500.000 | 1.500.000 | 1.500.000 |

Tableau 5 : Aides à l'investissement pour l'injection de biométhane

⁴ Les coûts d'investissement minimum et maximum correspondent à un écart de, respectivement, -15 % et +15 % aux coûts d'investissement issus de business plan de l'appel à projet.

⁵ Il existe au moment de la publication de ce document une incertitude quant au fait que les installations d'injection de biométhane puissent encore bénéficier de ces aides à l'avenir. Si tel devait être le cas, ceci aurait un impact certain sur les plans financiers des porteurs de projet et sur le prix garanti du biométhane injecté.

⁶ Le plafond s'applique à la somme des aides UDE et FEADER.

4.3. Coûts des intrants biomasse

Les coûts des intrants biomasse considérés ici sont identiques à ceux utilisés pour déterminer le facteur k_{ECO} des installations de biométhanisation (communication CD-16I09-CWaPE-0048 soumise à approbation du GW) ; seules les proportions d'intrants diffèrent.

Le mix d'intrants considéré a été différencié par classe de puissance. Chaque mix correspond à un mélange d'intrants représentatifs, à savoir de l'ensilage de maïs à 35 % en matières sèches (MS), de lisier de bovins avec restes d'aliments à 10 % MS et de biodéchets à 40 % MS. Les pouvoirs méthanogènes de ces intrants sont des valeurs standards tirées des publications du Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)⁷.

Au niveau des prix, le coût relatif à l'ensilage de maïs est la dernière valeur publiée pour les dégâts de gibier⁸ sans correction aucune. Cette valeur de référence maïs est également utilisée comme coût plafond des autres intrants. Les effluents d'élevage sont considérés à prix nul mais avec des frais de gestion portés forfaitairement à 4 €/MWh primaire de biogaz. Enfin, les coûts associés aux biodéchets ont été fixés à un prix de marché pour les installations de biométhanisation agricole, vu que ces dernières se fournissent auprès de tiers afin d'obtenir un mix énergétique homogène. L'augmentation annuelle du prix retenue (2 %) reflète l'important accroissement de la demande, tant observé que pressenti, pour les biodéchets.

Les coûts des intrants retenus sont les suivants :

| Classe de débit [Nm³ CH₄/h] | ≤ 200 | ≤455 | ≤750 | >750 |
|--|--------------|-------------|-------------|----------------|
| Ensilage de maïs | 40 % | 40 % | 40 % | 40 % |
| Lisier de bovins avec restes d'aliments | 60 % | 60 % | 60 % | 60 % |
| Biodéchets | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % |
| Coût de l'intrant [€/MWh primaire de biogaz] | 33 | 33 | 33 | 33 |

Tableau 6 : Hypothèse de coûts pour les intrants biomasse sur base d'un mix d'intrant exprimé en pourcentage de matière fraîche

4.4. Coûts de gestion du digestat

Conformément aux dispositions du projet d'AGW, il ne pourra être tenu compte des coûts de transport du digestat.

⁷ Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, *Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas*, <http://daten.ktbl.de/biogas/navigation.do?selectedAction=Startseite#start>

⁸ Après consultation des parties prenantes, l'ASBL Fourrages Mieux publie deux fois par an les valeurs utilisées par les experts dans l'estimation de dégâts de gibiers aux cultures. Sa méthode est avalisée par la Fédération Wallonne de l'Agriculture (FWA), la Fédération Unie de Groupements d'Éleveurs et d'Agriculteurs (FUGEA), la Fédération des Chasseurs au Grand Gibier de Belgique (FCGGB), l'Union nationale des Agrobiologistes belges (UNAB) et le Département de la Nature et des Forêts (DNF).

4.5. Coûts d'exploitation et de maintenance

L'étude de ValBiom répertorie les coûts suivants :

- Production biogaz : Coûts de la main-d'œuvre⁹ et de la maintenance ;
- Epuration : Coûts de fonctionnement (y compris l'énergie nécessaire en fonction de la technologie d'épuration retenue) ;
- Contrôle qualité : Coûts d'exploitation de la cabine d'injection¹⁰.

Sur base de ces données et en ramenant au débit de biométhane, on peut alors établir le tableau ci-dessous :

| Classe de débit [Nm ³ CH ₄ /h] | | ≤ 200 | ≤455 | ≤750 | >750 |
|--|-------------------|-------|-------|-------|-------|
| Production biogaz brut | Min | 1.280 | 927 | 812 | 646 |
| | Max | 1.732 | 1.254 | 1.098 | 874 |
| Épuration | Mi ¹¹ | 1.264 | 816 | 720 | 680 |
| | Max ¹¹ | 1.120 | 960 | 896 | 880 |
| Contrôle qualité | Min | 778 | 311 | 156 | 51 |
| | Max | 670 | 268 | 134 | 67 |
| TOTAL O&M | Min | 3.322 | 2.054 | 1.687 | 1.377 |
| | Max | 3.522 | 2.482 | 2.128 | 1.821 |
| | Moy | 3.422 | 2.268 | 1.908 | 1.599 |

Tableau 7 : Frais O&M en $\left[\frac{\text{€}}{\text{Nm}^3/\text{h}} \right]$

Une indexation annuelle de ces montants est prévue et fixée à 2 %.

Notons qu'à ce jour il n'existe pas de coûts réseaux liés à l'injection de biométhane. Par conséquent ceux-ci seront considérés comme nuls.

4.6. Coûts des énergies

Pour leur propre fonctionnement, le digesteur ainsi que le module d'épuration ont besoin d'énergie électrique et de chaleur. Par hypothèse pour la chaleur, il sera considéré que celle-ci est produite au moyen de gaz naturel transformé dans une chaudière avec un rendement annuel moyen de 90 %.

Les dernières valeurs publiées dans le cadre de l'Observatoire des prix de la CWaPE seront prises comme référence pour le prix de l'électricité et le gaz naturel. Le tableau ci-dessous établit la correspondance entre les classes de débit des installations et les client-types suivis par l'Observatoire des prix.

⁹ Considéré à 55.000 € par an et par équivalent temps plein (2 ETP pour 100 Nm³/h ; 3 ETP pour 250 Nm³/h ; 5,5 ETP pour 500 Nm³/h et 8 ETP pour 1.000 Nm³/h) ; auquel est appliqué une variation de ± 15 % selon que l'on considère une situation minimale ou maximale.

¹⁰ Le projet d'AGW prévoit que le GRD répercute les coûts d'exploitation de la cabine d'injection au producteur.

¹¹ En fonction de la technologie d'épuration retenue cf. Tableau 4.

| Classe de débit [Nm ³ CH ₄ /h] | Electricité | Gaz naturel |
|---|--------------------|--------------------|
| ≤ 200 | E3: 100 -700 MWh | G2: 120 - 500 MWh |
| ≤ 455 | E3: 100 -700 MWh | G3: 500 - 5000 MWh |
| ≤ 750 | E4: 700 - 1600 MWh | G3: 500 - 5000 MWh |
| >750 | E5: 1,6 - 6 GWh | G3: 500 - 5000 MWh |

Tableau 8 : Correspondance entre les classes de débit de biométhane et les client-types de l'observatoire des prix de la CWaPE.

Les dernières données actuellement publiées par l'Observatoire des prix de la CWaPE sont celles relatives au mois de décembre 2015¹². Sur base du tableau de correspondance repris ci-dessus et sur tenant de l'hypothèse retenue pour la chaleur, on peut alors déterminer les prix unitaires suivants :

| Classe de débit [Nm ³ CH ₄ /h] | Electricité [€/MWh] | Chaleur [€/MWh PCI] |
|---|------------------------|------------------------|
| ≤ 200 | 130,35 | 42,99 |
| ≤ 455 | 130,35 | 35,40 |
| ≤ 750 | 119,51 | 35,40 |
| >750 | 111,50 | 35,40 |

Tableau 9 : Prix de l'électricité et de la chaleur en décembre 2015 (HTVA)

Il sera supposé une indexation annuelle de 2 % de ces prix.

4.7. Coûts de démantèlement

Les coûts de démantèlement ont été considérés par hypothèse comme nuls. En effet, les coûts résiduels des matériaux (ferrailles, ...) sont supposés couvrir les coûts de démantèlement. Il s'agit là d'une hypothèse régulièrement prise pour les calculs des coefficients k_{ECO} . Cette hypothèse est également celle prise par des porteurs de projets.

4.8. Charges fiscales

Le taux d'imposition effectif des sociétés utilisé est quant à lui fixé à 26 %.

¹² <http://www.cwape.be/docs/?doc=2782>

5. Revenus escomptés

5.1. Revenus découlant de la vente de biogaz ou de biométhane

L'installation produit du biogaz brut qui est ensuite épuré pour devenir du biométhane. Ce dernier sera ensuite injecté dans le réseau de gaz. Le producteur peut donc commercialiser/valoriser différents produits : du biogaz brut (ex. vers une chaudière ou une cogénération), du biométhane non-injecté dans le réseau (ex. pour alimenter une pompe CNG) ou du biométhane injecté dans le réseau.

Il est supposé que ces productions seront valorisées selon les modalités reprises au tableau ci-dessous.

| Produit | Montant [€/MWh PCS] | Mécanisme d'indexation |
|---|---|--|
| Biogaz brut | Moyenne arithmétique des cotations TTF 101 des 12 derniers mois à laquelle est appliquée une décote arbitrairement fixée à 10 % ¹³ | 2 %/an |
| Biométhane injecté ou non (hors prix garanti) | Moyenne arithmétique des cotations TTF 101 des 12 derniers mois | 2 %/an |
| Biométhane injecté (prix garanti) | Déterminé de manière à garantir le niveau de rentabilité de référence pour la filière de 9 % | Indexé annuellement sur base de l'indice des prix à la consommation (moyenne 12 mois) ; le prix est plafonné à 40 €/MWh PCS (montant non indexé) |

Tableau 10 : Revenus issus de la vente de biogaz/biométhane et mécanismes d'indexation

5.2. Revenus ou aides éventuels complémentaires découlant de la commercialisation des labels de garantie d'origine gaz SER

Un label de garantie d'origine (LGO) est octroyé par MWh PCS de gaz renouvelable produit et injecté en région wallonne sur le réseau de distribution ou de transport. Ce titre peut être valorisé soit sur le marché (inexistant actuellement), soit auprès d'un producteur d'électricité verte utilisant du gaz naturel pour son installation de cogénération fossile. Ce dernier pourra en effet bénéficier d'un octroi plus important de certificats verts.

Cette dernière solution sera prise en compte dans la détermination du prix d'achat garanti du gaz SER. Sous réserve de la publication de la note méthodologique liée à l'octroi des certificats verts additionnels, le prix du label de garantie d'origine est fixé à **50,04 €/LGO** étant donné les hypothèses suivantes :

- l'application du soutien additionnel de CV via le mécanisme prévu dans le projet d'AGW,
- une unité de cogénération au gaz naturel ($\alpha E = 0,38$);
- des frais administratifs et une marge de l'utilisateur des LGO, considéré équivalent à 5 % du revenu lié aux CV additionnels;
- d'un label de garantie d'origine affichant des émissions de 25 kg CO₂/MWh_p.

La commercialisation des GO à ce prix est limitée à une durée de 20 ans conformément au projet d'AGW.

¹³ On applique une décote par rapport au prix du gaz naturel étant donné que le biogaz n'a pas subi d'épuration, limitant ainsi son usage.

6. Prix d'achat garanti pour l'année 2017

Sur base du projet d'AGW, « les producteurs de gaz SER issus d'unités de biométhanisation agricole neuves, n'ayant jamais été mises en service, situées en Wallonie dont la capacité totale de production de gaz SER est inférieure ou égale à 5 MW PCS peuvent introduire à la CWaPE un dossier en vue de bénéficier d'un achat au prix garanti ».

Pour ces installations neuves, il est considéré que l'entièreté de la production de biogaz est épurée et ensuite injectée dans le réseau de gaz naturel ; le rendement de l'épuration est quant à lui considéré à 98 %.

Dès lors les paramètres retenus permettent de calculer un prix d'achat pour le biométhane injecté annulant la VAN pour un taux de référence de 9 % post-taxe pour les installations de biométhanisation agricole. Seules les installations de débit inférieur à 455 Nm³/h sont ici considérées vu que ce prix d'achat garanti est limité aux installations d'une puissance inférieure ou égale à 5 MW PCS. Les résultats bruts de ce calcul donnent le tableau suivant :

| Classe de débit [Nm ³ CH ₄ /h] | | Prix gaz SER assurant un IRR 9 % [€/MWh PCS] | |
|--|-----|--|-------------------------|
| | | 1 ^{ère} année | 20 ^{ème} année |
| ≤ 200 Nm ³ /h | Min | 53,73 | 81,43 |
| | Moy | 61,35 | 92,99 |
| | Max | 65,65 | 99,50 |
| ≤ 455 Nm ³ /h | Min | 38,52 | 58,39 |
| | Moy | 46,98 | 71,21 |
| | Max | 52,33 | 79,32 |

Tableau 11 : Prix d'achat du gaz SER assurance taux de rentabilité interne (IRR) de 9 %

Le prix d'achat du gaz SER nécessaire à assurer un taux de rentabilité de référence pour la filière de neuf pourcent est supérieur au plafond autorisé par l'AGW ; exception faite des deux premières années pour des débits d'injection compris entre 200 et 455 Nm³/h en configuration de coût minimum. Notons que si, à l'avenir, les projets d'injection n'étaient plus éligibles aux aides UDE et FEADER (cf. ⁵ page 5), ceci aurait un impact à la hausse pour le prix d'achat du gaz SER nécessaire pour garantir le taux de rentabilité de référence.

Sur base d'un prix d'achat garanti pour le gaz SER plafonné à 40 €/MWh PCS (non indexé) et des hypothèses retenues, la rentabilité de référence n'est pas atteinte pour les installations de biométhanisation agricole d'une puissance inférieure à 5 MW PCS injectant leur gaz dans le réseau.

Compte tenu de ce plafond, le prix d'achat garanti pour le gaz SER est **fixé à 40 €/MWh PCS pour 2017**.

* *

*