

Commission de régulation de l'énergie

Délibération du 27 septembre 2012 portant avis sur le projet de décret modifiant le décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel et sur les projets d'arrêtés relatifs à la valorisation du biométhane

NOR : CRER1300307V

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL et Michel THIOLLIÈRE, commissaires.

En application de l'article L. 446-4 du code de l'énergie et de l'article 5 du décret n° 2011-1597, la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a saisi la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour avis, le 27 juillet 2010, sur les textes suivants :

- un projet de décret modifiant le décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel, dénommé dans la suite de cette délibération « décret contractualisation » ;
- un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz, dénommé dans la suite de cette délibération « arrêté biogaz électricité » ;
- un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, dénommé dans la suite de cette délibération « arrêté biométhane ».

Ces projets de textes visent à autoriser et à réglementer la valorisation mixte du biogaz, à savoir l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel et la production d'électricité.

La CRE recommande de modifier les formules des arrêtés *biogaz électricité* et *biométhane* afin de déterminer la valeur du tarif applicable dès la contractualisation et par conséquent de simplifier le processus de facturation.

Les tarifs envisagés induisent des rentabilités normales pour les installations de méthanisation agricole. L'analyse de rentabilité n'a pu être menée pour les installations de stockage de déchets non dangereux en l'absence de données de coûts.

La durée de quinze ans prévue pour le contrat d'achat n'est pas cohérente avec les durées d'exploitation usuelles des installations concernées. Porter cette durée à vingt ans serait économiquement plus pertinent. Afin de garder des niveaux de rentabilité équivalents, cette modification devrait s'accompagner d'une réduction des tarifs et primes de 5 %.

1. Objet de la saisine

1.1. Installations concernées

Les projets de décret et d'arrêtés soumis à la CRE concernent les installations caractérisées par une valorisation du biogaz soit par production d'électricité, soit par l'injection de biométhane (biogaz épuré) dans le réseau de gaz naturel, les deux processus pouvant être concomitamment mis en œuvre.

L'option de la double valorisation est un moyen pour un producteur de s'affranchir des limites éventuelles rencontrées pour les débouchés de l'une ou l'autre des valorisations. C'est le cas d'une installation implantée dans une zone de faible consommation de gaz naturel ne permettant pas d'injecter la quantité de biométhane souhaitée dans le réseau de gaz naturel et ne disposant pas d'un débouché chaleur suffisant pour permettre de rentabiliser une installation de cogénération (1). Dans un tel cas, la double valorisation permet d'injecter une quantité de biométhane moins importante, pour ne pas saturer le réseau de gaz naturel de la zone, et de valoriser une proportion plus importante de la vapeur produite par l'installation de cogénération, augmentant ainsi son efficacité énergétique et le montant de la prime qui lui est associée.

(1) La délibération de la CRE du 28 avril 2011 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz montre que le taux de rentabilité interne d'un projet est fortement dépendant de l'efficacité énergétique de l'installation, elle-même fonction de la quantité de chaleur que le producteur est en mesure de valoriser.

1.2. Elargissement des conditions d'octroi de l'obligation d'achat aux installations de valorisation mixte du biogaz

Les textes réglementaires examinés ouvrent et régissent le droit à l'obligation d'achat aux installations de valorisation mixte du biogaz, principalement par l'introduction de deux dispositions :

- l'application des conditions d'éligibilité aux tarifs d'achat de l'électricité (respectivement du biométhane injecté) est étendue à toutes les installations dont les éléments principaux « *n'ont jamais servi à une production volontaire de biogaz ou permis la valorisation énergétique d'une production de biogaz* » (conformément aux dispositions de l'article 2 de l'arrêté biogaz électricité et du 1^o de l'article 3 du décret contractualisation). Toute installation déjà existante souhaitant s'engager dans une valorisation mixte du biogaz se voit donc concernée par cette disposition ;
- l'article 3 de l'arrêté biogaz électricité (respectivement l'article 3 du décret contractualisation) permet à une installation injectant du biométhane dans le réseau de gaz naturel (respectivement produisant de l'électricité à partir de biogaz) de bénéficier d'un contrat d'achat pour la production d'électricité à partir de biogaz (respectivement de biométhane) pour une durée tenant compte de l'amortissement déjà réalisé sur les éléments de l'installation déjà existants.

1.3. Tarif applicable aux installations de valorisation mixte du biogaz

L'article 4 de l'arrêté biogaz électricité (respectivement l'article 1^{er} de l'arrêté biométhane) précise les tarifs de vente d'électricité (respectivement les tarifs de vente du biométhane) applicables aux installations de valorisation mixte du biogaz par injection dans les réseaux de gaz naturel et production d'électricité.

Le tarif envisagé est celui qui serait applicable à une installation dont la totalité de la production de biogaz serait dédiée à la production d'électricité (respectivement de biométhane).

Ainsi, le projet d'arrêté biogaz électricité (respectivement biométhane) contient une formule qui permet de convertir la capacité maximale de production de biométhane (respectivement la puissance électrique maximale installée) en une puissance électrique (respectivement capacité maximale de production de biométhane). La puissance électrique (respectivement capacité de production de biométhane) maximale potentielle de l'installation est la somme de la puissance électrique (respectivement capacité de production de biométhane) maximale installée et de la puissance (respectivement capacité d'injection) reconstituée par la formule précitée. Cette puissance électrique (respectivement capacité de production de biométhane) maximale potentielle est calculée selon la formule ci-dessous dans l'arrêté biogaz électricité (respectivement arrêté biométhane) :

$$P_{\max} = P_{\text{cogénération}} + \frac{P_{\text{cogénération}}}{(1 - P_{\text{injection}})} \cdot PCS \cdot C_{\text{injection}}$$

$$\text{Respectivement, } C_{\max} = C_{\text{injection}} + \frac{(1 - P_{\text{injection}})}{P_{\text{cogénération}}} \cdot \frac{1}{PCS} \cdot P_{\text{cogénération}}$$

où :

$C_{\text{injection}}$ est la capacité maximale de production de biométhane de l'installation est exprimée en Nm³/h, dont la valeur est précisée dans le contrat d'achat mentionné à l'article 4 du décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel ;

$P_{\text{cogénération}}$ est la puissance électrique maximale installée de l'installation ;

$P_{\text{injection}}$ est le taux de pertes de méthane lors du processus d'épuration du biogaz en biométhane ;

$P_{\text{cogénération}}$ est le rendement électrique moyen du groupe de cogénération défini comme étant le rapport entre la production brute d'électricité et le PCS (pouvoir calorifique supérieur) du biogaz en entrée de centrale ;

PCS est le pouvoir calorifique supérieur du biométhane injecté par l'installation.

2. Observations de la CRE

2.1. Connaissance ex ante de la valeur du pouvoir calorifique supérieur

La formule prévue à l'article 4 de l'arrêté biogaz électricité (respectivement l'article 1^{er} de l'arrêté biométhane) utilise le pouvoir calorifique supérieur (PCS) du biométhane injecté par l'installation afin de déterminer la puissance électrique (respectivement la capacité de production de biométhane) maximale potentielle de la partie de l'installation dédiée à l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel (respectivement dédiée à la production d'électricité). Néanmoins, la valeur du PCS du biométhane ne peut être connue *ex ante* et est susceptible d'évoluer d'une installation à l'autre et au cours du temps pour une même installation. Faire dépendre le tarif de vente de l'énergie sur la valeur du PCS entraînerait donc des échanges entre producteurs et acheteurs ainsi que l'émission de factures de régularisation.

Par ailleurs, l'arrêté du 16 septembre 1977 sur les dispositions relatives au pouvoir calorifique du gaz naturel distribué par réseau de distribution publique impose un PCS minimum de 10,7 kWh/Nm³ pour le gaz distribué par le réseau de distribution publique (9,54 kWh/Nm³ pour le réseau de distribution publique de gaz B). D'autre part, la nature même du biométhane plafonne la valeur du PCS à un maximum de 11,07 kWh/Nm³ (2).

Afin d'être en mesure de déterminer la valeur du tarif applicable dès la contractualisation et par conséquent de simplifier le processus de facturation, la CRE propose de remplacer dans l'article 4 de l'arrêté biogaz électricité (respectivement l'article 1^{er} de l'arrêté biométhane) le terme « $PCS_{\text{biométhane}}$ » par la valeur de 10,8 pour les installations situées dans une zone de gaz H et 10 pour les installations situées en zone de gaz B.

(2) Le biométhane ne contenant ni propane, ni butane, ni éthane, son PCS ne pourra atteindre la valeur maximum de 12,8 kWh/Nm³ imposée pour le gaz naturel distribué par le réseau de distribution publique (hors zone de distribution publique de gaz B) par l'arrêté du 16 septembre 1977 sur les dispositions relatives au pouvoir calorifique par réseau de distribution publique, reprises dans les conditions générales du contrat d'injection signé entre le gestionnaire de réseau de distribution et le producteur de biométhane. La valeur maximum du PCS du biométhane est donc celle du méthane, soit 11,07 kWh/Nm³, valeur qui n'est en réalité jamais atteinte en raison du coût marginal élevé de l'épuration du biométhane au-delà d'un taux de 97 % de méthane.

2.2. Valeur du taux de pertes de méthane lors du processus d'épuration du biogaz

Des pertes sont constatées lors de l'épuration du biogaz pour le transformer en biométhane. Ces pertes, incluses dans le terme $C_{injection}$ de la formule de l'article 4 de l'arrêté *biogaz électricité* (respectivement l'article 1^{er} de l'arrêté *biométhane*), sont neutralisées par la présence du dénominateur $(1-p_{injection})$ lors de la conversion de la capacité de production de biométhane en puissance électrique installée – respectivement du numérateur $(1-p_{injection})$ lors de la conversion de la puissance électrique installée en capacité de production de biométhane. La formule envisagée utilise donc l'hypothèse implicite que le traitement du biogaz en vue d'une valorisation par la production d'électricité n'entraîne pas de pertes.

Néanmoins, les installations de cogénération subissent également des pertes en raison des torchères qui doivent être effectuées pour protéger le moteur lors des phases de montée en charge du digesteur. Ainsi, le terme $p_{injection}$ doit-il être la différence entre le taux de pertes lors du processus d'épuration en vue d'une valorisation par injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel et le taux de pertes lors du traitement du biogaz en vue d'une valorisation par cogénération.

Or, le taux de pertes de 3 % utilisé pour le calcul de l'efficacité énergétique des installations de cogénération dans l'arrêté du 19 mai 2011 précité est similaire aux taux de pertes observés sur les installations de biométhane injecté. On peut dès lors considérer que les taux de perte sont identiques quelle que soit la valorisation envisagée et que la différence entre les deux valeurs est nulle ou négligeable.

La CRE propose donc de supprimer le terme $p_{injection}$ de la formule de l'article 4 de l'arrêté *biogaz électricité* (respectivement de l'article 1^{er} de l'arrêté *biométhane injecté*).

2.3. Formule

En considérant les remarques ci-dessus relatives aux valeurs de $PCS_{biométhane}$ et $P_{injection}$, la CRE propose de remplacer dans l'article 4 de l'arrêté *biogaz électricité* (respectivement l'article 1^{er} de l'arrêté *biométhane*) la formule de calcul de P_{max} (respectivement C_{max}) par les formules suivantes :

Pour les installations situées en zone de gaz H :

$$P_{max} = P_{cogénération} + \rho_{cogénération} \times 10,8 \times C_{injection}$$

$$\text{Respectivement } C_{max} = C_{injection} + \frac{P_{cogénération}}{10,8 \times \rho_{cogénération}}$$

$$P_{max} = P_{cogénération} + \rho_{cogénération} \times 10 \times C_{injection}$$

$$\text{Respectivement } C_{max} = C_{injection} + \frac{P_{cogénération}}{10 \times \rho_{cogénération}}$$

2.4. Durée du contrat d'achat

La CRE avait déjà souligné dans ses précédentes délibérations (3) que la durée de quinze ans des contrats d'achat n'était pas cohérente avec les durées d'exploitation usuelles des installations concernées. Par souci d'optimisation économique, la durée des contrats d'achat devrait être portée à vingt ans, comme c'est le cas en Allemagne et en Suisse et pour d'autres filières renouvelables en France.

Il conviendrait donc de modifier le troisième alinéa de l'article 5 de l'arrêté du 19 mai 2011 (respectivement l'alinéa 6 de l'article 4 du décret n° 1597-2011 du 21 novembre 2011) en remplaçant le terme « quinze ans » par le terme « vingt ans ».

Par souci de cohérence, dans les deuxième et troisième alinéas de l'article 6 de l'arrêté du 19 mai 2011 (respectivement l'article 3 du décret contractualisation) la valeur de S, coefficient d'ajustement du tarif pour les installations mises en service après la date de publication du décret, devrait alors être calculée comme suit :

« $S = (20-N)/20$ si N est inférieur à vingt ans ;

$S = 1/20$ si N est supérieur à vingt ans. »

Afin de garder des niveaux de rentabilité équivalents pour les projets identifiés comme rentables, cette modification devrait s'accompagner d'une réduction des tarifs et primes de 5 %.

(3) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 juillet 2011 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel et délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 avril 2011 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

3. Analyse de rentabilité

3.1. Hypothèses techniques

En l'absence de données disponibles sur les coûts d'investissement et de fonctionnement des installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND), l'analyse de rentabilité de la CRE s'est concentrée sur les installations de méthanisation agricole.

Les caractéristiques techniques des installations concernées sont indiquées dans le tableau ci-dessous :

CAPACITÉ TOTALE de production de biogaz (en m ³ /h)	DISPONIBILITÉ (h/an)	PROPORTION de déchets avec redevance dans les intrants	MIX DE VALORISATION du biogaz	NATURE DES INTRANTS dans la centrale de production d'électricité	PROPORTION de chaleur autoconsommée
De 81 à 570	7 800	De 25 % à 50 %	De 70 % cogénération et 30 % biométhane à 30 % cogénération et 70 % biométhane	D é c h e t s d e s collectivités, des ménages ou de la restauration ; produits issus de l'agriculture ou de l'industrie agro-industrielle.	De 10 % à 20 % de la chaleur produite

3.2. Hypothèses économiques

L'analyse de rentabilité des tarifs envisagés compare le taux de rentabilité interne du capital investi après impôts (TRI projet) avec le coût moyen pondéré du capital pris comme référence, qui est estimé autour de 5 % sur la base du coût du capital moyen d'un échantillon d'entreprises représentatives du secteur concerné.

Les données utilisées par la CRE relatives aux coûts d'investissement, d'exploitation et aux revenus des installations sont principalement issues d'études commandées en 2009 par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) (4) et du rapport du groupe de travail sur l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel (5). Aucune subvention ou aide à l'investissement n'est considérée dans le calcul.

Par ailleurs, aucune baisse de revenus liée aux redevances (6) que le producteur perçoit pour le traitement des déchets n'est prise en compte à moyen terme. En effet, si une telle baisse était retenue dans la détermination du niveau des tarifs, les exploitants auraient la possibilité d'accepter des rémunérations plus faibles pour le traitement des déchets grâce à des tarifs d'achat plus élevés. Une hypothèse de baisse des niveaux des redevances serait donc de nature autoréalisatrice. De plus, prendre en compte une telle baisse reviendrait à faire financer le traitement des déchets, obligation de nature réglementaire, par la contribution au service public de l'électricité.

(4) « Expertise de la rentabilité des projets de méthanisation rurale », rapport final, 2010, étude réalisée pour le compte de l'ADEME par SOLAGRO, EREP, PSPC, SOGREAH, PERI G et « Étude de marché de la méthanisation et de la valorisation du biogaz », rapport final, 2010, étude réalisée pour le compte de l'ADEME et GrDF par Ernst et Young.

(5) « Rapport du groupe de travail sur l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel », 2009, ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer.

(6) Le niveau des redevances pour le traitement des déchets répond à une logique de marché et son prix est très volatil selon les régions.

3.3. Résultats

Les principaux résultats de l'analyse de rentabilité conduite par la CRE sont indiqués dans le tableau ci-dessous.

La proportion de déchets pour le traitement desquels le producteur perçoit une redevance étant un élément important du niveau de rentabilité d'une installation, elle a été présentée comme un paramètre au même titre que la taille de l'installation. Les valeurs maximales et minimales des TRI reflètent la prise en compte de variations d'autres critères tels que l'efficacité énergétique de l'installation de cogénération, la proportion de chaleur autoconsommée pour les besoins de chauffage du digesteur, la proportion des différents types de déchets utilisés comme intrants, etc.

	CAPACITÉ TOTALE DE PRODUCTION DE BIOGAZ (EN M ³ /H) POUR UNE INSTALLATION dont le mix de valorisation du biogaz est 50 % cogénération et 50 % biométhane injecté				
Proportion de déchets avec redevance dans les intrants	81	163	244	325	570
25 %	[NS]	[- 1,6 ; 1,7]	[3,5 ; 5,8]	[5,1 ; 7,3]	[0,7 ; 3,2]
37,50 %	[NS ; - 18,8]	[0 ; 3,3]	[4,5 ; 7,2]	[6,1 ; 8,7]	[1,9 ; 4,8]
50 %	[NS ; - 11]	[1,2 ; 4,6]	[5,4 ; 8,6]	[7 ; 10]	[3,1 ; 6,4]
NS : « non significatif », correspond à une situation dans laquelle le producteur ne fait pas de bénéfices.					

Les TRI des projets considérés dans l'analyse de la CRE apparaissent conformes aux dispositions de l'article L. 314-7 du code de l'énergie, qui prévoit que le niveau des tarifs d'achat « *ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé* ».

La CRE a vérifié que les dispositions de l'article L. 314-7 du code de l'énergie sont également respectées pour des installations privilégiant un type de valorisation par rapport à l'autre.

4. Avis de la CRE

La CRE émet un avis favorable aux projets de textes visant à autoriser et à réglementer la valorisation mixte du biogaz sous réserve de la prise en compte des observations suivantes :

- remplacement du terme « $PCS_{\text{biométhane}}$ » dans l'article 4 de l'arrêté *biogaz électricité* et l'article 1^{er} de l'arrêté *biométhane* par la valeur de 10,8 pour les installations situées dans une zone de gaz H et 10 pour les installations situées en zone de gaz B ;
- suppression du terme $p_{\text{injection}}$ de la formule de l'article 4 de l'arrêté *biogaz électricité* et de l'article 1^{er} de l'arrêté *biométhane injecté* ;
- augmentation de la durée du contrat d'achat de quinze à vingt ans, accompagnée d'une baisse des tarifs et primes de 5 %.

Fait à Paris, le 27 septembre 2012.

Pour la Commission de régulation de l'énergie :

Le président,
P. DE LADOUCKETTE