



Office franco-allemand pour la transition énergétique
Deutsch-französisches Büro für die Energiewende

Intégration sur le marché de la production électrique biogaz en Allemagne

MÉMO

Novembre 2016



Auteur : Julian Risler, OFATE
julian.risler@developpement-durable.gouv.fr

Soutenu par :



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Soutenu par :



Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFATE décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

L'OFATE n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFATE concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.

Introduction

L'**intégration au marché** des **énergies renouvelables**, en général, et des bioénergies en particulier, constitue un objectif déclaré du gouvernement allemand¹. Selon l'Agence fédérale de l'environnement (*Umweltbundesamt*, UBA), la part des énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité est passée de 27,3 % de la consommation électrique brute en 2014 à 31,6 % en 2015². La **puissance installée** des **centrales électriques à biomasse** a aussi progressé ces dernières années : de quelque **3 000 MW** en **2006**, elle s'est établie à environ **7 100 MW** en **2015**. En 2006, leur production électrique brute avoisinait les 18,6 TWh avant de grimper à 50 TWh en 2015. Leur nombre n'a également cessé d'augmenter puisqu'on comptait **3 700 centrales** environ en **2007** et près de **9 000** en **2015**³.

Toujours selon la feuille de route du gouvernement fédéral, les énergies renouvelables devraient représenter au moins 80 % de la consommation électrique brute de l'Allemagne à l'horizon 2050. Dans ce contexte, le système d'approvisionnement énergétique doit pouvoir intégrer une part croissante de ces énergies.

Selon le gouvernement allemand, les **objectifs** visés par cette intégration au système sont en particulier :

- la sécurité du réseau avec des volumes croissants d'énergies renouvelables ;
- la flexibilisation de la production et de la demande d'électricité ;
- le pilotage intelligent de la production électrique, de la consommation et des réseaux modernes ;
- l'utilisation optimale des infrastructures du réseau en place.

En matière de flexibilité de la production biogaz en électricité, on peut généralement distinguer l'aspect financier (voir chapitres I. et II.) de celui physique (voir chapitre III.). Dans une étude de 2013 intitulée « **Bioenergien im Strommarkt der Zukunft** » (Les bioénergies dans le marché de l'électricité du futur), l'Agence pour les énergies renouvelables (AEE) donne la définition suivante de la production flexible d'électricité à partir du biogaz du **point de vue économique (niveau financier)**⁴ : « une production d'électricité adaptée à la demande, répondant aux signaux prix du marché de l'électricité et de l'évolution de la demande, ainsi qu'à la disponibilité des autres producteurs (éoliens et photovoltaïques) ; les exploitants et/ou négociants d'électricité s'efforcent autant que possible de produire ou de vendre leur électricité lorsque les recettes escomptées sont maximales [...]. »

Toujours selon cette étude, cette production flexible se définit du **point de vue technique (niveau physique)**⁴ comme : « la fourniture de services système, ex. la préservation de la stabilité du réseau électrique grâce à la fourniture de puissance réactive afin d'en maintenir la tension ou fourniture d'énergie de réglage et d'ajustement afin de compenser les écarts entre les prévisions de consommation et de production. »

Le présent mémo commence par présenter le niveau financier et la **vente directe de la production électrique biogaz** en Allemagne (chapitre I et II) avant d'aborder le niveau physique (chapitre III). Enfin, le chapitre IV « **Modèles d'organisation et de rémunération de la vente directe de la production électrique biogaz** » met en lumière les **synergies** potentielles et les **obstacles** entre les niveaux financier et physique.

¹ Le gouvernement fédéral (Die Bundesregierung, 2016) : [Energiewende im Überblick](#) (Aperçu de la transition énergétique)

² Agence fédérale de l'environnement (Umweltbundesamt, 2016) : [Erneuerbare Energien in Zahlen](#) (Les énergies renouvelables en chiffres)

³ Association allemande des professionnels du biogaz (Fachverband Biogas) (2016) : [Branchenzahlen 2015 und Prognose der Branchenentwicklung 2016](#) (Chiffres 2015 et prévisions 2016 de développement de la filière)

⁴ Agence pour les énergies renouvelables (Agentur für Erneuerbare Energien, 2013) : [Bioenergien im Strommarkt der Zukunft](#) (Les bioénergies dans le marché de l'électricité du futur)

I. Vente directe de la production électrique biogaz

Au 1^{er} janvier 2012, l'Allemagne a introduit le **modèle de prime de marché** comme **mécanisme de soutien pour les unités de méthanisation** dans le cadre de la vente directe (art. 20 al. 1 n° 1 de la loi allemande sur les énergies renouvelables [EEG 2014](#), anciennement art. 33b n° 1 de la loi [EEG 2012](#)). Entre le 1^{er} janvier 2012 et le 1^{er} août 2014, les exploitants d'unités de méthanisation pouvaient choisir de quitter le système de tarif d'achat pour bénéficier de la prime de marché, tout en ayant la possibilité de faire machine arrière. Depuis le 1^{er} août 2014, les nouvelles installations d'une puissance **minimale de 500 kW** sont soumises à l'**obligation de participer** à la **vente directe**. Grâce à ce **mécanisme de prime de marché**, les exploitants peuvent vendre eux-mêmes leur électricité ou faire appel à un agrégateur pour la commercialiser sur la bourse de l'électricité.

Le tableau 1 fournit un aperçu de l'évolution des réformes de la **loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG)** concernant la méthanisation. La principale nouveauté de la loi [EEG 2017](#), adoptée le 8 juillet 2016, porte sur l'instauration d'**appel d'offres pour les différentes technologies**. L'Agence fédérale allemande des réseaux (BNetzA) a autorité sur ces procédures. Seules les unités de méthanisation valorisant les intrants autorisés par le [décret relatif à la biomasse](#) peuvent y participer. Le bois de récupération n'est plus autorisé, car il est visé par une obligation légale de retraitement. Aux termes de l'appel d'offres concernant les centrales à la biomasse, la **limite minimale** de puissance installée a été fixée à **150 kW**. Toutes les centrales dépassant cette limite de puissance doivent donc participer à l'appel d'offres pour bénéficier d'un soutien.

Loi EEG 2012	Loi EEG 2014	Loi EEG 2017
- Changement optionnel du tarif d'achat fixe pour la prime de marché, avec possibilité de revenir en arrière (art. 33b n° 1 de la loi EEG 2012)	- Changement optionnel pour la prime de marché pour les unités de méthanisation existantes - Passage obligatoire au modèle de prime de marché pour les nouvelles installations d'une puissance installée supérieure à 500 kW mises en service après le 1 ^{er} août 2014 (art. 20 al. 1 n° 1 de la loi EEG 2014)	- Participation obligatoire de nouvelles unités d'une puissance installée supérieure à 150 kW à la procédure d'appel d'offres (art. 22 al. 4 n° 1 de loi EEG 2017) - Pas d'obligation de participer aux appels d'offres pour les petites unités de méthanisation au lisier d'une puissance maximale de 75 kW (art. 44 de la loi EEG 2017)
- Prime de gestion (art. 33g de la loi EEG 2012)	- Prime de marché (art. 34 de la loi EEG 2014)	- Prime de marché pour les offres retenues dans le cadre de la procédure d'appel d'offres
- Prime de flexibilité (art. 33i de la loi EEG 2012) pour toutes les installations rémunérées dans le cadre du dispositif de prime de marché	- Prime de flexibilité pour les unités existantes - Supplément pour flexibilité réservé aux nouvelles unités d'une puissance installée supérieure à 100 kW à compter du 1 ^{er} août 2014 (art. 53 al. 1 de la loi EEG 2014)	- Prime de flexibilité pour les unités existantes (art. 50b de la loi EEG 2017) - Supplément pour flexibilité réservé aux nouvelles installations d'une puissance installée supérieure à 100 kW (40 €/kW par an) (art. 50a de la loi EEG 2017)
- Prime pour certaines cultures énergétiques et certains intrants + - Prime pour le traitement du biogaz	- Aucune prime	- Aucune prime

Tableau 1 : Aperçu des principales évolutions juridiques de la vente directe de la production électrique biogaz des lois allemandes sur les énergies renouvelables 2012, 2014 et 2017.

Source : OFATE

Le **volume annuel des appels d'offres** pour les installations biomasse d'une puissance supérieure à 150 kW a été fixé à **150 MW** pour la **période 2017 - 2019** et à **200 MW** pour la période **2020 - 2022** (art. 4 n°4 de la loi EEG 2017). Le premier appel d'offres devrait débiter le 1^{er} septembre 2017. L'enchère maximale pour les nouvelles installations a été fixée à 14,88 c€/kWh pour une durée de soutien (versement de la prime de marché) de 20 ans, celle pour les unités existantes à 16,9 c€/kWh pour une durée de soutien de 10 ans. Les centrales de plus faible puissance (≤ 100 kW) continueront, elles, de bénéficier des tarifs d'achat, même si une baisse tarifaire est prévue aux termes de la loi EEG 2017. Elle sera de 0,5 % pour les petites unités et de 1 % pour les autres, et interviendra deux fois dans l'année. La proportion de maïs dans le mix des intrants sera fortement limitée : de 50 % en 2016, elle reculera à 44 % en 2022.

Environ **70 %** des unités de méthanisation allemandes participent à la vente directe avec prime de marché glissante⁵. Ce mécanisme de soutien vise à favoriser **l'intégration au marché** des **énergies renouvelables**. La vente de la production électrique des unités de méthanisation à la bourse de l'électricité s'effectue au prix ordinaire du marché, qui est inférieur à la valeur de référence selon la loi EEG. La **prime de marché** compense alors l'écart entre la valeur marchande mensuelle et cette valeur de référence (voir figure 1).

Environ 70 % des unités de méthanisation allemandes participent à la vente directe avec prime de marché glissante.

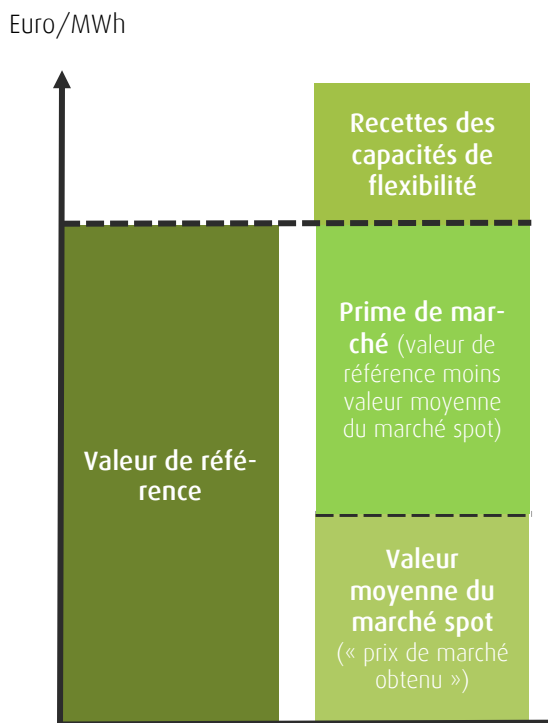


Figure 1 : Modèle de prime de marché aux termes de la loi EEG 2017. Source : EEG 2017 ; Présentation : OFATE

Les unités de méthanisation présentent un potentiel considérable pour la **stabilisation** des réseaux électriques lorsque leur volatilité **augmente**, car le biogaz est stockable et qu'il est possible de flexibiliser leur fonctionnement jusqu'à un certain point. Les unités de méthanisation contribuent ainsi à **l'optimisation de l'intégration au marché** des **énergies renouvelables**.

⁵ Pour le compte du Ministère fédéral allemand de l'Économie et de l'Énergie (2015) : [Laufende Evaluierung von Strom aus Erneuerbaren Energien – Stand 02/2015](#) (Évaluation actuelle de la production d'électricité renouvelable – Bilan 02/2015).

II. Marchés spot, *day-ahead* et intrajournalier (*intraday*)

La **bourse de l'électricité EPEX Spot** de Paris constitue la principale plate-forme de négociation pour la vente directe de la production électrique renouvelable allemande. Le marché spot (EPEX Spot) regroupe le marché *day-ahead* et le marché intrajournalier (*intraday*).⁶ L'électricité à livrer le **jour suivant** se négocie sur le **marché *day-ahead***.

Les enchères ont lieu tous les jours et toute l'année à 12 heures, c'est-à-dire que l'ensemble des offres émises pour une livraison doit impérativement être déposé avant midi le jour précédant la date de livraison prévue. Les échanges peuvent porter autant sur des contrats horaires que des ordres blocs. Le tableau 2 présente un aperçu des différents ordres blocs du marché *day-ahead*.

Ordres blocs	Portant sur les heures du jour
« Baseload »	Heures 1 à 24
« Peakload »	Heures 9 à 20
« High Noon »	Heures 11 à 14
« Sun Peak »	Heures 11 à 16

Tableau 2 : Aperçu des ordres blocs négociables à la bourse.

Source : Université Leuphana de Lünebourg (2015), mise en forme OFATE

La valeur moyenne mensuelle de tous les contrats horaires négociés pour la zone tarifaire Allemagne/Autriche sur le marché *day-ahead* sert de référence pour le calcul de la **prime de marché** (voir figure 1).

La vente effective de l'électricité à un prix supérieur à la valeur moyenne mensuelle permet de réaliser des recettes supplémentaires. Cependant, pour engranger des recettes plus importantes, il est impératif de flexibiliser la production biogaz et donc d'adapter leur fonctionnement à l'évolution des prix de la bourse de l'électricité. Ceci peut avoir lieu grâce aux prévisions tarifaires, issues des modèles prédictifs.

Les volumes d'électricité à livrer le jour même se négocient sur le **marché intrajournalier (*intraday*)**. Contrairement au marché *day-ahead*, le négoce de l'électricité ne passe pas par un système d'enchères, mais s'effectue en continu. Des contrats quart d'heure et horaires y sont négociés à partir de 15 ou 16 heures le jour précédant la livraison et jusqu'à 45 minutes avant celle-ci. Comme sur le marché *day-ahead*, le marché intrajournalier accepte aussi la négociation des contrats blocs « **Baseload** » (portant sur les heures 1 à 24) et « **Peakload** » (du lundi au vendredi portant sur les heures 9 à 20). Ouvert en continu tous les jours de la semaine, le marché intrajournalier sert aux agrégateurs afin de compenser leurs périmètres d'équilibre. Des modèles de simulation alimentés en prévisions précises permettent autant que possible de faire appel au strict minimum d'énergie d'ajustement et donc d'en minimiser le coût.

III. Types de puissance de réglage et participation des unités de méthanisation au marché d'ajustement

Les unités de méthanisation sont réglables, c'est-à-dire qu'elles sont en mesure de réduire ou d'augmenter leur production électrique sur une période de temps donnée. Elles peuvent donc fournir une **puissance de réglage et d'ajustement aussi bien positive que négative**. Cette puissance à la hausse ou à la baisse permet de maintenir la fréquence du réseau électrique et donc de le stabiliser. La deuxième révision de la loi sur le secteur de l'énergie (**EnWG**) du 13 juillet 2005 et les décrets afférents relatifs à l'accès aux réseaux de distribution d'électricité (décrets relatifs à l'accès au réseau - **StromNZV**) et à leurs tarifs d'accès (décret relatif aux tarifs d'accès au réseau - **StromNEV**) du 29

⁶ Pour plus de détails, voir la note de synthèse publiée en janvier 2015 par l'OFATE : [Vente directe des énergies renouvelables sur la Bourse Européenne de l'Électricité](#).

juillet 2005 définissent le cadre juridique relatif à la fourniture et à l'utilisation de l'énergie de réglage et d'ajustement.

Pour qu'une unité de méthanisation puisse participer au marché d'ajustement, son exploitant est tenu de la faire vérifier et homologuer par le gestionnaire du réseau de transport selon une procédure dite de pré-qualification. Ces critères sont précisés dans le document rédigé par les gestionnaires de réseaux de transport allemands « [TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber](#) » (Règles Système et réseau des gestionnaires de réseaux de transport allemands).

Après avoir satisfait à tous les critères de cette procédure, l'unité de méthanisation est autorisée à participer au marché de réglage et d'ajustement.

On distingue généralement **trois types de réserves** (voir tableau 3) : la **réserve primaire (RP)**, la **réserve secondaire (RS)** et la **réserve tertiaire (RT)**⁷ ou mécanisme d'ajustement en France.

Segment de produit	Réserve primaire (RP)	Réserve secondaire (RS)	Réserve tertiaire (RT)
Régularité des appels d'offres	Toutes les semaines ; pour une semaine	Toutes les semaines ; pour une semaine	Tous les jours ; pour le jour suivant
Volume minimal des offres	1 MW	5 MW	5 MW
Délai d'activation	< 30 secondes	< 5 minutes	< 15 minutes
Durée de mise à disposition	15 minutes	15 minutes	60 minutes
Activation	automatique	automatique	Par téléphone
Éléments rémunérés	Puissance (MW)	Puissance (MW) et production électrique (kWh)	Puissance (MW) et production électrique (kWh)
Rémunération	Puissance activable	Puissance activable et énergie activée	Puissance activable et énergie activée
Entité en charge de l'activation de puissance de réglage et/ou d'ajustement	Réseau interconnecté européen	Gestionnaire national du réseau de transport	Gestionnaire national du réseau de transport
Type des centrales mobilisées	Centrales au gaz, à cycle combiné gaz-vapeur, de cogénération et STEP flexibles	Centrales au gaz, à cycle combiné gaz-vapeur, de cogénération et STEP flexibles	Centrales à charbon, au gaz, cogénération, STEP.

Tableau 3 : Aperçu des trois types de puissance de réglage Source : Données de l'Agence pour les énergies renouvelables (2013), présentation de l'OFATE

L'appel d'offres portant sur la fourniture de **puissance de réglage primaire (RP)** est émis une fois par semaine le mardi de la semaine précédente. Les réserves de puissance primaire positives et négatives font l'objet d'un appel d'offres commun pour une période de fourniture d'une semaine (du lundi minuit au dimanche suivant minuit). L'agrégateur remet une offre de prix à la puissance activable à titre de réservation et de fourniture. Toutes les offres sont retenues à partir du prix de la capacité le plus compétitif jusqu'à ce que le volume mis en appel d'offres soit atteint.

⁷ Pour plus de détails sur le marché d'ajustement, voir la note de synthèse publiée en juin 2015 par l'OFATE : [Les réserves de puissance et les marchés d'ajustement en France et en Allemagne](#).

Pour les **réserves de puissance secondaire (RS)** et **tertiaire (RT)**, le prix de la capacité (pour la puissance à fournir) et le prix de l'énergie (pour l'électricité livrée) font l'objet d'appels d'offres distincts, tout comme les puissances de réglage à la hausse et à la baisse. Les trois types de puissance de réglage et d'ajustement se distinguent aussi sur le plan des possibilités de gains et sur celui des critères imposés à l'exploitant de l'unité de cogénération sur la **rapidité d'activation** demandée, la **durée de mise à disposition** et la **fourniture de puissance**. D'après une étude de l'université Leuphana de Lunebourg, la seule vente sur le marché de l'électricité complétée d'un complément de rémunération (voir figure 1) ne permettrait que rarement d'atteindre une rentabilité suffisante. Le marché des puissances de réglage et d'ajustement permet donc de réaliser des recettes supplémentaires. Si les fournisseurs de puissance de réglage primaire bénéficient des prix de capacité moyens les plus élevés (voir figure 2), les critères techniques de pré-qualification de leurs unités de méthanisation s'avèrent également les plus exigeants.

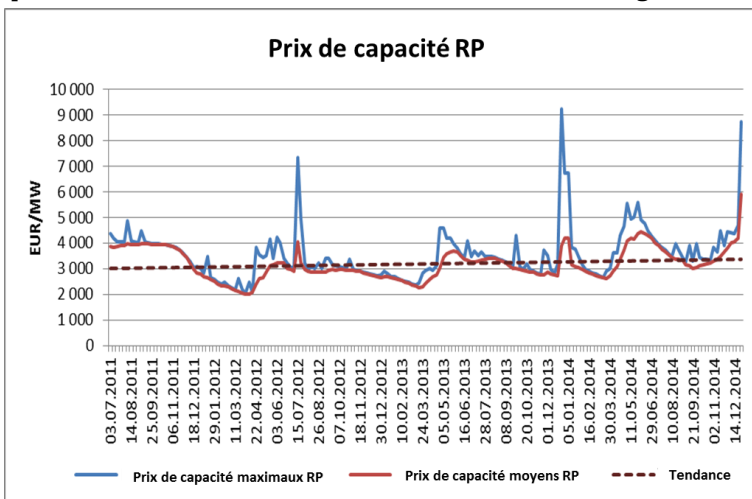


Figure 2 : Prix maximums et prix moyen pondérés de la puissance de réglage primaire. Source : Université Leuphana de Lunebourg (2015)

Selon une étude de l'université Leuphana, la commercialisation de puissance de réglage secondaire présenterait le meilleur potentiel de gains et serait considérée comme le produit le plus intéressant. En effet, la participation à la réserve secondaire permettrait également d'obtenir des prix de capacité élevés (voir figure 3), tout en bénéficiant d'exigences techniques de pré-qualification moins strictes.

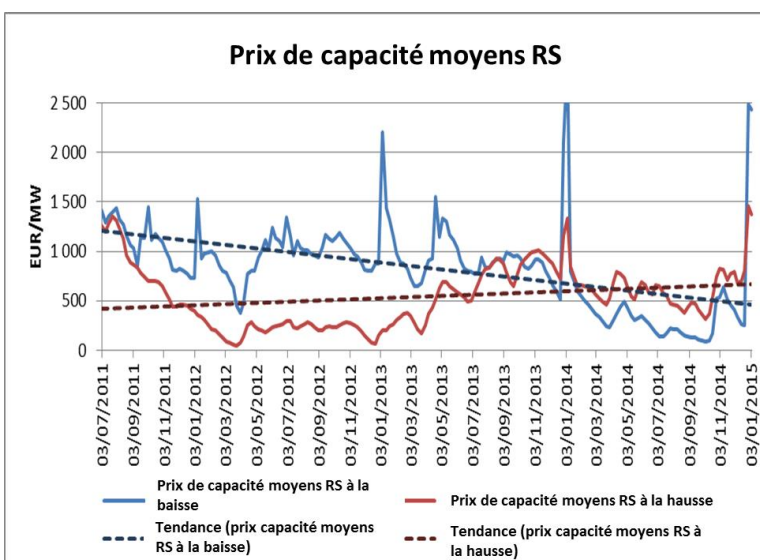


Figure 3 : Prix moyens pondérés de la puissance de réglage secondaire positive et négative. Source : Université Leuphana de Lunebourg (2015)

Pour les unités de méthanisation moins réactives, la participation au marché de la « réserve minute » ou réserve tertiaire (en France : mécanisme d'ajustement) offrirait une bonne possibilité de gains, même si les prix de capacité moyens sur ce segment (voir figure 4) sont inférieurs à ceux des marchés de la réserve primaire et secondaire. Il est en outre possible de combiner une participation aux marchés de la réserve secondaire et de la réserve minute (mécanisme d'ajustement), d'une part, avec de la vente directe sur le marché spot, d'autre part.

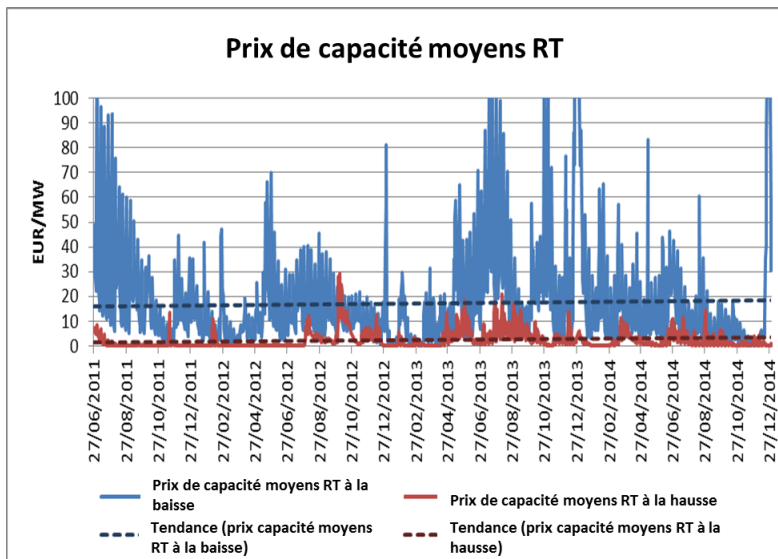


Figure 4 : Prix moyens pondérés de la puissance d'ajustement positive et négative. Source : Université Leuphana de Lunebourg (2015)

L'étude menée en 2013 par l'Agence pour les énergies renouvelables sur les bioénergies dans le marché de l'électricité du futur⁸ compare les **atouts et opportunités de la participation des unités de méthanisation au marché d'ajustement aux inconvénients et risques** : elles peuvent fournir les services système des centrales conventionnelles et assurer la stabilité du réseau. Or, elles interviennent majoritairement sur le mécanisme d'ajustement afin de fournir de la puissance d'ajustement négative, c'est-à-dire qu'elles diminuent temporairement leur puissance afin de se rémunérer sur l'énergie d'ajustement plutôt que sur des prix de bourse faibles.

La fourniture de puissance de réglage secondaire et de puissance d'ajustement permet de générer des recettes supplémentaires, mais exige des investissements complémentaires en cogénérateurs, en systèmes de stockage du gaz ou de la chaleur, et en dispositifs de commandabilité. Ces coûts d'investissement peuvent notamment être compensés par les

Combiner la vente directe dans le cadre du modèle de complément de rémunération et une participation au marché de réglage et d'ajustement constituerait une démarche prometteuse. En revanche, la fourniture de puissances de réglage à la baisse peut ponctuellement aller à l'encontre de l'optimisation du pilotage dans le cadre de la vente directe.

⁸ Agentur für Erneuerbare Energien (Agence pour les énergies renouvelables) (2013) : [Bioenergien im Strommarkt der Zukunft](#) (Les bioénergies dans le marché de l'électricité du futur).

recettes tirées de la vente directe dans le cadre du modèle de prime de marché (voir figure 1). D'après l'Agence pour les énergies renouvelables, les gains irréguliers réalisés sur le marché d'ajustement ne seraient cependant pas suffisants pour favoriser à eux seuls la flexibilisation des unités de méthanisation.

En revanche, une participation simultanée à la commercialisation directe dans le cadre du modèle de prime de marché et au marché d'ajustement se révélerait plus prometteuse. Toutefois, la fourniture de puissance d'ajustement négative peut ponctuellement aller à l'encontre de l'optimisation du pilotage dans le cadre de la vente directe (par exemple, en cas de production électrique aux heures les mieux rémunérées sur le marché de l'électricité ou de quantités de chaleur suffisantes en hiver).

IV. Modèles d'organisation et de rémunération de la vente directe de l'électricité issue des unités de méthanisation

L'étude précédemment citée sur la [vente directe de la production électrique des unités de méthanisation](#), réalisée par l'université Leuphana de Lunebourg en 2015, décrit trois modèles d'organisation et de rémunération de l'électricité produite à partir du biogaz. On distingue alors essentiellement **trois modèles d'organisation** :

- la **collaboration directe** entre un exploitant d'unité de méthanisation et un négociant d'électricité ou agrégateur ;
- la commercialisation au sein d'un **groupement de producteurs informel** (avec un fort ancrage régional) ;
- la commercialisation au sein d'un **groupement de producteurs formel** (avec un fort ancrage suprarégional)⁹.

Dans le cas du **groupement de producteurs informel**, chaque exploitant conclut un contrat unique de gré à gré avec le même agrégateur. Tous les exploitants s'accorderaient de manière informelle sur ce choix d'agrégateur commun et sur le fait d'interagir avec lui en tant que groupement. Cette forme d'organisation aurait souvent un ancrage régional, avec un coordinateur se chargeant des négociations contractuelles avec le distributeur. Le niveau de compétences techniques et de coordination devrait constituer un point d'attention particulier.

Selon l'université Leuphana de Lunebourg, les exploitants d'unités de méthanisation fixent les modalités de leur collaboration dans un contrat juridique *ad hoc*, dans le cadre des **groupements de producteurs formels**. Ce modèle d'organisation se caractériserait par la création d'une entreprise (**coopérative de commercialisation**). Les exploitants concluent un contrat de fourniture d'électricité avec l'entreprise de commercialisation à gestion collective. Celle-ci aurait la responsabilité de la vente de l'intégralité de la production électrique à un agrégateur, de la négociation des contrats de livraison, du démarchage de nouveaux membres et du transfert de connaissances entre adhérents.

Les **groupements de producteurs formels** auraient un ancrage suprarégional. Les nouveaux membres seraient ici tenus de s'acquitter d'un **droit d'entrée dans le pool** et parfois aussi de souscrire des **parts sociales ou des parts de la coopérative** selon la forme juridique.

Dans les trois **modèles d'organisation** cités, l'exploitation de l'unité de méthanisation resterait assurée par

Les groupements de producteurs permettraient de réduire les coûts de commercialisation internes et d'améliorer le positionnement commercial de leurs membres.

⁹ Université Leuphana de Lunebourg (2015) : [Direktvermarktung von Biogas-Strom -- Hinweise und Empfehlungen für Anlagenbetreiber und Kreditgeber](#) (Vente directe de la production électrique des unités de méthanisation — Indications et recommandations à l'attention des opérateurs et investisseurs).

l'exploitant tandis que l'agrégateur aurait la charge de toutes les opérations liées à la commercialisation de l'électricité (par exemple, gestion du périmètre d'équilibre, etc.). Toutes les parties conserveraient leur autonomie économique. Les groupements de producteurs permettraient de mutualiser les coûts de commercialisation et d'améliorer le positionnement commercial de leurs membres. En moyenne, la taille des portefeuilles des groupements de producteurs formels serait nettement plus importante que celle des groupements informels.

Le poids commercial des groupements serait ainsi positivement corrélé avec la taille du portefeuille. Les groupements formels offriraient une plus grande sécurité juridique mais seraient également associés à des coûts plus lourds (**droits d'entrée du portefeuille**) et à une moindre marge de négociation des membres (durée d'adhésion minimale).

Toujours selon l'université Leuphana de Lunebourg, on peut en outre distinguer trois **variantes de commercialisation** différentes :

- **commercialisation d'une production électrique continue** (fonctionnement en base ; voir chapitre IV.a) ;
- **commercialisation de la production électrique en fonction de la demande** (déplacement de la production aux heures de pics de prix sur le marché spot, voir chapitre IV.b) ;
- **commercialisation de puissance de réglage et d'ajustement** en association avec l'un des deux premiers modèles de rémunération (voir chapitre IV.c).

IV.a Commercialisation d'une production électrique continue

Dans cette première **variante de commercialisation**, l'université Leuphana de Lunebourg distingue encore deux **modèles de rémunération**. L'exploitant reçoit soit un **produit supplémentaire fixe** (pourcentage fixe de la prime de gestion) pour chaque kilowattheure injecté soit une **rémunération variable** d'un montant minimum garanti égal à l'ancien tarif d'achat.

Cette dernière rémunération serait calculée sur la base de la différence entre les recettes supplémentaires (résultant de la prime de gestion et/ou des recettes en bourse) et les charges supplémentaires (pour les transactions commerciales, la gestion du périmètre d'équilibre et l'énergie d'ajustement) supportées par l'agrégateur. Selon les contrats, l'exploitant de l'unité de méthanisation percevrait entre 50 et 70 % de cette différence, lorsqu'elle est positive.

Dans le **modèle de rémunération variable**, il importerait d'être attentif à la possibilité que les **coûts de règlement des écarts** dépassent les recettes tirées de l'intégralité de la prime de gestion. En cas de **facturation directe**, l'exploitant de l'unité de méthanisation supporterait intégralement ce **risque lié aux coûts des écarts**. Il aurait néanmoins la possibilité de réduire ce risque en rejoignant un **pool d'unités de méthanisation**.

Ces pools présenteraient certains avantages pour l'intégration au marché de la production électrique des centrales au biogaz en raison de l'effet de portefeuille (ou foisonnement) obtenu. Cet **effet de portefeuille** voudrait que l'écart prévisionnel de l'ensemble du pool soit inférieur au total des écarts propres à chaque unité. Cela s'expliquerait par la compensation partielle des injections excédentaires et déficitaires d'un **portefeuille (pool d'unités de méthanisation)**. Un autre atout du portefeuille résiderait dans la possibilité de calculer la **probabilité de pannes**, les centrales de biogaz connaissant généralement des pannes à différentes périodes de l'année. Le développement du portefeuille améliorerait la **qualité prévisionnelle** des volumes d'électricité injectée de l'ensemble du portefeuille. En outre, il serait ainsi possible de diminuer les besoins en règlement des écarts par des achats ou des ventes d'électricité sur le marché intrajournalier ou J+1 pour compenser ultérieurement la puissance excédentaire ou déficitaire.

Dans le **modèle de rémunération sans composante fixe**, les deux parties, les exploitants du pool d'unité de méthanisation et l'agrégateur, doivent pouvoir tirer profit des coûts évités grâce à l'effet de portefeuille et au renforcement de la qualité de prévision.

IV.b Commercialisation de la production électrique en fonction de la demande

En matière d'optimisation de la production électrique en fonction des prix de la bourse, l'université Leuphana de Lunebourg distingue encore deux **modèles de rémunération**.

Dans le **premier modèle**, l'exploitant de l'unité de méthanisation et l'agrégateur se partagent soit uniquement le produit de la vente en bourse, soit la rémunération variable citée plus haut. Dans ce modèle, il est garanti à l'exploitant une rémunération égale à l'ancien tarif d'achat. Si le calcul de la rémunération faisait apparaître un solde négatif, il serait compensé. Il n'existerait pas ici de modèle unique en matière de programme prévisionnel : l'exploitant peut déterminer seul ou avec les indications de l'agrégateur son programme prévisionnel ou alors celui-ci peut aussi être entièrement pris en main par l'agrégateur.

Dans le **second modèle de rémunération**, l'exploitant établirait seul son **programme prévisionnel d'injection** et récupérerait toutes les recettes supplémentaires ou gains minimaux. Toujours d'après l'université Leuphana de Lunebourg, ce second modèle présenterait des avantages par rapport au premier, car l'exploitant de l'unité de méthanisation perçoit tous les bénéfices. L'amélioration des modèles de prévision et des programmes prévisionnels des agrégateurs n'entraînerait qu'une hausse marginale des gains, du fait d'écartés négligeables entre les **pics et les creux de prix au cours d'une même journée durant l'année**. L'exploitant pourrait ainsi les anticiper relativement facilement. Il serait très rare que les fluctuations de prix s'écartent de ces standards et il n'y aurait donc peu de disparités entre les écarts de prix Heures pleines/Heures creuses (*peak-off-peak-spread*) d'une part et un écart de prix (*spread*) théorique (voir tableau 4). Les exploitants dont la production électrique est optimisée en fonction des prix de la bourse devraient aligner leurs programmes prévisionnels sur les tarifs Heures pleines/Heures creuses. La définition de leur propre programme prévisionnel pourrait entraîner un surcoût dans la mesure où un investissement supplémentaire en dispositifs de flexibilisation pourrait s'avérer nécessaires.

Les exploitants dont la production électrique est optimisée en fonction des prix de la bourse devraient aligner leurs programmes prévisionnels sur les tarifs Heures pleines/Heures creuses.

	Unité	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Fourchette de prix Peak (heures 9 à 20) – Off-Peak (heures 1 à 8 et 10 à 24)	c€/kWh	2,45	1,59	1,29	1,20	1,07	1,07	0,81
Fourchette de prix théorique	c€/kWh	3,23	2,02	1,65	1,64	1,79	1,73	1,39

Tableau 4 : Comparaison entre la fourchette de prix Heures pleines/Heures creuses (*peak-off-peak-spread*) et la fourchette de prix théorique sur la base des prix boursiers (marché *day-ahead* EPEX pour l'Allemagne et l'Autriche) Source : Université Leuphana de Lunebourg (2015)

Un écart par rapport au fonctionnement Heures pleines/Heures creuses, ne permettrait plus aux exploitants d'unités de méthanisation de participer au marché de la réserve secondaire, car les tranches horaires de ce segment du marché dépendent du système Heures pleines/Heures creuses. Si les agrégateurs déterminent les programmes prévisionnels, ils ne devraient être intéressés qu'aux seules recettes dont le montant est supérieur à la fourchette de prix Heures pleines/Heures creuses (*peak-off-peak-spread*). La production d'électricité en fonction des prix de la bourse conviendrait plutôt aux exploitants d'unités de méthanisation à même d'investir dans la flexibilisation de

leur production, d'accepter les risques inhérents aux prix de l'électricité et d'aligner le fonctionnement de leur outil productif sur le mécanisme Heures pleines/Heures creuses.

IV.c Commercialisation de puissance de réglage et d'ajustement

La **commercialisation de puissance de réglage et/ou d'ajustement** a fait apparaître des modèles de rémunération différents pour la mise à disposition de puissance activable (prix de capacité en €/MW) et la fourniture d'énergie activée (prix à l'énergie en €/MWh).

En matière de **prix à la puissance activable** (mise à disposition d'une capacité), l'université Leuphana de Lunebourg distingue les deux modèles de rémunération suivants.

- Le **premier modèle** prévoit un partage du prix de capacité obtenu par appel d'offres selon un **rapport fixe** entre l'agrégateur et l'exploitant de l'unité de méthanisation. Dans ce modèle, l'exploitant ne se rémunère que lorsque l'offre de prix de capacité soumise lors de l'appel d'offres est retenue. Au sein d'un pool, les différents exploitants ayant fourni de la puissance de ce type de réserve de puissance se partagent équitablement les recettes dégagées par les offres retenues.
- Dans le **second modèle de rémunération**, l'exploitant percevrait un **pourcentage fixe de la valeur moyenne** des offres de prix de capacité retenues. Ce produit est obtenu indépendamment du succès de ses propres offres de puissance activable. Les contrats de vente directe prévoient généralement que l'agrégateur fixe le montant et les volumes des offres de prix de capacité.

Les **marchés de réglage et d'ajustement** sont soumis à des variations de prix nettement plus importantes que les **marchés spot**. Ils nécessiteraient donc des modèles de prévision plus complexes et une parfaite connaissance du marché pour pouvoir bâtir des prévisions fiables. En améliorant leurs prévisions, les agrégateurs seraient en mesure de dégager des recettes bien plus élevées dans le cadre du marché de réglage et d'ajustement.

Les marchés d'ajustement sont soumis à des variations de prix nettement plus importantes que les marchés spot.

Dans le cas de la **rémunération à l'énergie** (production électrique réelle), on peut de nouveau distinguer deux modèles de rémunération.

- Dans le **premier modèle**, l'agrégateur verserait à l'exploitant de l'unité de méthanisation un **prix fixe au mégawattheure**, dont le montant est négociable.
- Dans le **second**, l'exploitant percevrait une **part fixe sur le prix au mégawattheure** réellement proposé aux enchères par l'agrégateur. Ce modèle offrirait à l'exploitant la garantie d'un prix minimal à titre de rémunération compensatrice. Le montant de cette rémunération compensatrice et le taux des rémunérations variables sont négociés entre les parties contractuelles.

Pour les exploitants d'unités de méthanisation, la **fréquence d'appel** jouerait un rôle important. L'appel des seules capacités aux offres de prix à l'énergie les plus ou bien l'appel simultané de toutes les unités de méthanisation d'un pool dépendrait du portefeuille de l'agrégateur. Dans le cas où **le prix à l'énergie constituait le critère déterminant d'un appel**, les exploitants d'unités de méthanisation seraient mis en concurrence sur leur prix à l'énergie proposé.

Parmi les autres critères à privilégier pour l'ordre des appels figureraient la **disponibilité des unités** et la **rapidité de l'ajustement de puissance**. L'agrégateur devrait tenir compte des restrictions pesant sur chaque unité lors de la détermination de la fréquence d'appel, car celles-ci risqueraient sinon de subir une usure accrue. De son côté, l'exploitant pourrait engranger des recettes supplémentaires en fournissant de la **puissance de réglage ou d'ajustement négative** tout en veillant à ce que le prix obtenu de l'énergie de réglage ou d'ajustement couvre les coûts



supplémentaires de son unité. La fourniture de **puissance de réglage ou d'ajustement positive** s'avèrerait plus risquée parce qu'elle exige des investissements supplémentaires en dispositifs de flexibilisation (cogénérateur plus puissant, système de stockage du gaz plus volumineux). La rentabilité de ces investissements dans la perspective de nouvelles possibilités de commercialisation directe dépendrait des caractéristiques de l'unité de méthanisation (volume du système de stockage du gaz, puissance installée du cogénérateur). En conclusion, les auteurs de l'étude indiquent que le choix d'une option de commercialisation devrait avoir pour objectif de bâtir une commercialisation pérenne pour les deux parties.