



## DELIBERATION N° 2021-310

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 septembre 2021 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant les dispositifs de soutien à la filière biométhane et les projets de modèles de contrats d'achat de biométhane produit par les installations bénéficiant des conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE et Ivan FAUCHEUX commissaires.

### 1. CONTEXTE ET SAISINE DE LA CRE

#### 1.1 Contexte réglementaire

Le cadre réglementaire du dispositif d'obligation d'achat mis en place pour la production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel a récemment été modifié par :

- le décret n°2020-1428 du 23 novembre 2020 portant diverses dispositions d'adaptation de l'obligation d'achat à un tarif réglementé du biométhane injecté dans un réseau de gaz naturel. Ce décret a notamment :
  - o institué un plafond pour la capacité maximale de production pour les installations soutenues par guichet ouvert et dont les contrats d'achat sont signés après le 23 novembre 2020, et restreint les possibilités de modification de la capacité maximale de production ;
  - o modifié les conditions de contractualisation entre les producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel en encadrant les modifications pouvant être apportées, par avenant, aux contrats signés et en instituant des modèles de contrats auxquels les parties ne peuvent désormais plus déroger ;
- l'arrêté du 23 novembre 2020<sup>1</sup> fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. Cet arrêté :
  - o prévoit une décroissance des tarifs d'achat attribués aux installations de production du biométhane en fonction de leur capacité maximale de production ;
  - o introduit une dégressivité trimestrielle des tarifs d'achat en fonction de la capacité maximale de production cumulée des installations bénéficiant d'un contrat d'achat en application de cet arrêté.

En outre, le gouvernement envisage d'apporter de nouvelles modifications à ce cadre juridique. Fin 2020, la ministre de la transition écologique a saisi pour avis la CRE<sup>2</sup> d'un projet de décret portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative à la vente de biogaz<sup>3</sup>. Ce projet de texte prévoit notamment :

<sup>1</sup> Arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

<sup>2</sup> Délibération de la CRE du 28 janvier 2021 portant avis sur un projet de décret portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux dispositions particulières relatives à la vente de biogaz

<sup>3</sup> <http://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/projet-de-decret-portant-modification-de-la-partie-a2371.html>

- de remplacer la notion de la capacité maximale de production (Cmax), actuellement employée dans le cadre du dispositif d'obligation d'achat par celle de la production annuelle prévisionnelle ;
- de fixer à 25 GWh PCS par année le seuil en-dessous duquel les installations de production de biométhane injecté sont éligibles au guichet ouvert.

A ce jour, ce projet de décret n'a pas encore été publié au Journal officiel.

## **1.2 Saisine de la CRE**

Afin de tenir compte de cette dernière évolution du cadre réglementaire, par un courrier du 3 septembre 2021, la ministre de la transition écologique a saisi pour avis la CRE d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel et de de trois projets de modèles de contrats d'obligation d'achat correspondant aux trois catégories d'installations soutenues, en application des articles L. 446-6-1, D. 446-11 et D. 446-12 du code de l'énergie.

## **2. DESCRIPTION DES PROJETS DE TEXTES SOUMIS A LA CRE**

### **2.1 Contenu du projet d'arrêté fixant les conditions d'achat du biométhane injecté**

Le projet d'arrêté reprend les tarifs d'achat définis dans l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2020. Il convertit la grille tarifaire de l'arrêté du 23 novembre 2020 en substituant la notion de production annuelle prévisionnelle à celle de la capacité maximale de production en tant que critère permettant d'appliquer une dégressivité aux tarifs suivant la taille des installations de production de biométhane.

La notion de production annuelle prévisionnelle d'une installation qui correspond à une estimation de la quantité annuelle prévisionnelle, exprimée en MWh PCS, de biométhane produit, peut s'évaluer à partir de la capacité maximale de production déclarée de l'installation en effectuant le produit de cette dernière par le pouvoir calorifique supérieur (PCS) du biométhane injecté, le taux de charge à l'année de l'installation et le nombre d'heures dans l'année, suivant la formule suivante :

$$\text{Production annuelle prévisionnelle} = C_{max} * PCS * \text{Taux de charge} * \text{Nombre d'heures/an}$$

La CRE note que cette conversion correspond à une hypothèse de taux de charge à l'année prise à 95 %, et un PCS du biométhane injecté retenu à 10,8 kWh/Nm<sup>3</sup>. Les producteurs soutenus bénéficieront désormais d'un niveau de soutien calculé en fonction de leur production annuelle prévisionnelle, et dans la limite de cette dernière. Le tarif d'achat d'une installation sera d'autant plus élevé que sa production annuelle prévisionnelle déclarée sera faible.

Le projet d'arrêté prévoit une dégressivité désormais calculée en fonction du cumul des productions annuelles prévisionnelles déclarées dans les contrats signés. Il reprend par ailleurs les derniers coefficients de dégressivité s'appliquant au trimestre débutant au 1<sup>er</sup> octobre 2021, afin de tenir compte de la dégressivité tarifaire calculée depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté tarifaire en vigueur.

Le projet d'arrêté abroge l'arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, sans préjudice de son application aux contrats d'achat en cours à la date de publication du projet de texte.

### **2.2 Contenu des projets de modèles de contrats d'obligation d'achat**

Les modèles de contrats d'achat, soumis à la CRE pour avis, ont pour objet de définir les conditions de contractualisation du biométhane à un tarif réglementé entre le producteur, à savoir le responsable de l'exploitation d'une installation de production de biométhane injecté, et le fournisseur de gaz naturel en tant qu'acheteur.

Trois projets de modèles ont été établis pour correspondre aux trois catégories d'installations issues du projet d'arrêté tarifaire : les stations d'épuration, les autres installations de méthanisation ainsi que les installations de stockage de déchets non dangereux. Ainsi :

- le premier modèle concerne le « biométhane produit par la méthanisation en digesteur de produits ou déchets non dangereux, y compris des matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles, et injecté dans un réseau de gaz naturel, par des installations présentant une production annuelle prévisionnelle inférieure ou égale à 25 GWh PCS par an et situées en métropole continentale » ;
- le deuxième concerne le « biométhane produit par la méthanisation en digesteur de produits et déchets non dangereux, hors matières résultant du traitement des eaux urbaines ou industrielles, et injecté dans un réseau de gaz naturel, par une installation présentant une production annuelle prévisionnelle inférieure ou égale à 25 GWh PCS par an et située en métropole continentale » ;

- le troisième s'applique au « *biométhane produit en installation de stockage de déchets non dangereux à partir de déchets ménagers et assimilés présentant une production annuelle prévisionnelle inférieure ou égale à 25 GWh PCS par an et située en métropole continentale* ».

Chaque modèle de contrat d'achat est constitué de deux parties : des conditions générales et conditions particulières, les secondes prévalant sur les premières en cas de contradiction.

Les projets de modèles de contrats d'achat soumis à la CRE sont identiques à ceux actuellement en vigueur à l'exception des références à la capacité maximale de production qui ont été remplacées par la notion de production annuelle prévisionnelle et de l'introduction d'une rémunération des quantités de gaz produites en dépassement de cette production annuelle prévisionnelle au prix de marché de gros du gaz naturel.

### 3. ANALYSE DE LA CRE

#### 3.1 Sur la conversion de la capacité maximale de production

La conversion de la capacité maximale de production en production annuelle pour les futurs contrats de soutien introduite par le projet d'arrêté conduit à une annualisation des contrôles habituellement réalisés sur les niveaux d'injection des installations afin de vérifier le non-dépassement de la capacité maximale de production déclarée au contrat d'achat.

La CRE analyse que la conversion introduite conduit à laisser aux producteurs soutenus une plus grande capacité d'arbitrage économique sur le régime de fonctionnement de leur installation sur une année donnée. Ces derniers auront en effet la possibilité de rechercher un optimum technico-économique dans le dimensionnement et l'exploitation de leurs équipements étant donné que la structure tarifaire conduit à une décroissance du tarif d'achat du gaz produit lorsque la production annuelle prévisionnelle augmente.

Le projet d'arrêté retire du cadre réglementaire la notion de capacité maximale de production, laquelle pourrait s'apparenter à la puissance installée pour les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, et modifie par conséquent le critère clé dimensionnant dans le cadre de soutien actuel pour établir une dégressivité des niveaux de tarifs suivant la taille des installations. Comme la CRE l'a déjà relevé<sup>4</sup>, un mécanisme de soutien fondé uniquement sur le critère de la capacité maximale de production ne permet pas de répondre pleinement aux problématiques de saisonnalité auxquelles peuvent être confrontées certaines installations en raison des contraintes pouvant peser sur la disponibilité de certains intrants utilisés pour la méthanisation, ou de contraintes du point de vue des réseaux. En effet, un tel dispositif de soutien incite à injecter de la manière la plus uniforme possible sur l'année et n'est pas de nature à encourager les productions saisonnalisées qui, dans certains cas, pourraient représenter le meilleur intérêt pour la collectivité.

La suppression de la notion de capacité maximale de production en tant que critère principal de dimensionnement du soutien est de nature à permettre un assouplissement des contraintes d'ordre technique auxquelles peuvent être confrontées les installations soumises à de fortes saisonnalités dans leur modèle d'exploitation. Cependant, cette conversion ne permet néanmoins pas à elle seule de répondre aux problématiques de divergences de rentabilité qui se posent pour le calibrage d'un niveau de soutien adapté pour des installations présentant une grande diversité sur le plan de la variabilité de leur saisonnalité de production. Une installation soumise à une forte saisonnalité de production présentera en effet un coût de production unitaire plus élevé qu'une installation de taille moindre produisant en continu, pour une production équivalente à l'année. Afin d'atteindre un niveau de rentabilité normale équivalent, la première devra par conséquent bénéficier d'un niveau de tarif plus élevé que la seconde. A niveau de tarif égal dimensionné afin d'atteindre une rentabilité normale pour la première, la seconde bénéficierait d'une rentabilité excessive non souhaitable.

La CRE réitère ainsi sa recommandation aux pouvoirs publics sur la nécessité de mener une analyse permettant d'évaluer la pertinence d'un dispositif de soutien visant à encourager les productions saisonnalisées, en termes de rentabilité de l'installation, d'une part, et de bénéfice pour la collectivité du caractère saisonnalisé de la production, d'autre part. Il conviendrait par ailleurs d'accompagner cette analyse d'une collecte de données récentes de coûts de la filière pouvant notamment permettre d'éclairer les pouvoirs publics sur la dynamique d'évolution de ces derniers, et de documenter les écarts de coûts de production liés à la divergence des taux de charge des installations.

La CRE recommande que la conversion envisagée du critère clé de dimensionnement de la grille tarifaire du soutien s'accompagne d'une analyse approfondie de la rentabilité des installations sur la base des résultats des études susmentionnées, afin d'empêcher toute situation de rentabilité excessive.

<sup>4</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 septembre 2020 portant avis sur les projets de décret et d'arrêté modifiant les dispositifs de soutien à la filière biométhane

La CRE recommande de nouveau de dimensionner avec la plus grande vigilance<sup>5</sup> les mécanismes de soutien à cette filière afin d'en assurer le bon développement tout en limitant l'impact pour les finances publiques.

### **3.2 Sur les coefficients de dégressivité**

Le projet d'arrêté conduit à une réinitialisation du cumul des volumes contractualisés depuis le 25 novembre 2020, date d'entrée en vigueur de l'arrêté tarifaire en vigueur, et intervenant dans le calcul de la dégressivité trimestrielle des tarifs. La somme des capacités maximales de production des contrats d'achat signés n'a jusque-là pas conduit la CRE à calculer une dégressivité supplémentaire par rapport aux dégressivités automatiques trimestrielles de 0,5 % appliquées depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté.

Par conséquent, la CRE est favorable à une réinitialisation du cumul des capacités contractualisées afin de ne pas introduire de distorsion dans la grille de dégressivité trimestrielle des tarifs dès lors qu'une correspondance exacte entre les productions annuelles prévisionnelles et les capacités déjà souscrites apparaît difficile à garantir.

### **3.3 Sur les projets de modèles de contrats d'achat**

La CRE est favorable aux nouveaux modèles de contrats d'achat visant à prendre en compte les évolutions du cadre réglementaire précédemment évoquées.

<sup>5</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 juillet 2021 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022

## **AVIS DE LA CRE**

En application des articles en application des articles L. 446-6-1, D. 446-11 et D. 446-12 du code de l'énergie, la CRE a été saisie le 3 septembre 2021, par la ministre chargée de l'énergie, d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, et de trois projets de modèles de contrats d'obligation d'achat.

La CRE prend acte du projet d'arrêté tarifaire dont elle est saisie.

En particulier, elle prend acte du remplacement de la notion de capacité maximale de production par celle de production annuelle prévisionnelle, et appelle l'attention des pouvoirs publics sur la nécessité de mener une étude critique de la rentabilité induite par la grille tarifaire envisagée sur la base des résultats d'analyses de données récentes de coûts de la filière, et de réflexions visant à qualifier la pertinence d'un mécanisme de soutien permettant d'encourager les productions saisonnalisées de biométhane injecté. Elle attachera une grande vigilance au dimensionnement d'un éventuel futur tarif de soutien au regard des différentes problématiques soulevées plus haut.

Elle est favorable à la réinitialisation des bilans de capacités signées servant à la détermination de la dégressivité trimestrielle des tarifs, le cumul des volumes contractualisés n'ayant conduit à aucune application de dégressivité supplémentaire.

Elle est favorable aux nouveaux modèles de contrats de soutien dont elle est saisie.

La présente délibération sera transmise à la ministre de la transition écologique. La délibération sera publiée sur le site internet de la CRE.

**Fait à Paris, le 30 septembre 2021.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**Le Président,**

**Jean-François CARENCO**