

LPV
Note sur la mise en œuvre du cadre réglementaire des CPB
Etat des lieux, enjeux et limites

Introduction

1. Si la période politique actuelle marquée par une forte instabilité ne semble pas particulièrement propice à l'adoption de textes structurants pour les filières renouvelables, l'activité réglementaire relative à la réglementation de la production de biogaz s'est intensifiée lors de l'été 2024.
2. Ainsi, pas moins de trois textes ont été adoptés par le gouvernement entre le 4 et le 6 juillet 2024 :
 - Le décret n°2024-681 du 4 juillet 2024 relatif au bénéfice des garanties d'origine de biogaz pour les collectivités territoriales et au droit préférentiel d'achat des garanties d'origine des producteurs de biométhane sous contrat d'obligation d'achat ;
 - Le décret n°2024-718 du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz ; et
 - L'arrêté du 6 juillet 2024 relatif au dispositif des certificats de production de biogaz.
3. Ces trois textes présentent la particularité de mettre en œuvre les différents mécanismes juridiques permettant de certifier l'origine renouvelable du biogaz que sont les garanties d'origine et les certificats de production de biogaz.
4. Ces publications se réfèrent toutes à la question de la commercialisation du biométhane, sujet devenu central pour la filière méthanisation depuis qu'une bascule d'un modèle de soutien 100% basé sur des tarifs à un modèle hybride où plusieurs mécanismes de valorisation coexistent a été entamée.
5. En effet, historiquement les porteurs de projets avaient pour seule option de contractualiser des tarifs d'achats, obtenus par un système de guichet ouvert et aux conditions (durée, montant) prédéterminées.
6. Plusieurs évolutions réglementaires et de marché sont venues modifier cette situation. Les porteurs de projets voient le nombre d'alternatives augmenter pour valoriser leur production :
 - a. Des obligations d'achat en guichet ouvert sont toujours accessibles pour les nouveaux projets d'une taille inférieure à 25 GWh/an (depuis 2020)¹ ;
 - b. Des obligations d'achat peuvent être obtenues par des nouveaux projets d'une taille supérieure à 25 GWh/an dans le cadre d'appels d'offres compétitifs organisés par la Commission de Régulation de l'Énergie² ;
 - c. Des contrats de complément de rémunération sont accessibles pour certains projets dans le cadre d'une procédure d'appel à projets³ ;
 - d. Des contrats de complément de rémunération sont également accessibles pour certains projets dans le cadre d'appels d'offres compétitifs organisés par la Commission de Régulation de l'Énergie⁴ ;

¹ Articles D. 446-4 à D. 446-12 du code de l'énergie.

² Articles R. 446-12-2 à R. 446-12-19 du code de l'énergie.

³ Articles R. 446-12-21 à R. 446-12-34 du code de l'énergie.

⁴ Articles R. 446-12-35 à R. 446-12-48 du code de l'énergie.

- e. L'ensemble des projets peut vendre sa production à un acteur (intermédiaire ou consommateur final) dans le cadre d'un contrat de vente bilatéral en gré-à-gré (*Biomethane Purchase Agreement*)⁵. Ces modèles, dont les exemples restent encore limités, se développent en grande partie grâce à la possibilité d'utiliser des garanties d'origine issues d'unités non subventionnées pour réduire les émissions des acteurs soumis au système EU-ETS (générant ainsi une économie pour lesdits acteurs) ;
 - f. L'ensemble des projets pourra commercialiser des Certificats de Production de Biogaz à des acteurs obligés et soumis à une obligation de restitution de tels certificats sous peine de se voir infligé une pénalité, en parallèle de la commercialisation du gaz produit (voir reste du document)⁶ ;
 - g. Dès l'intégration annoncée du biométhane dans le système de taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport (TIRUERT) mise en œuvre, les projets pourront également valoriser leur production auprès des distributeurs de carburant soumis au mécanisme ; et
 - h. Les possibilités croissantes de mettre en place des échanges transfrontaliers de biométhane auront également pour tendance d'ouvrir d'autres options de valorisation aux producteurs dans les prochaines années.
7. Au-delà de cette diversité nouvelle, une évolution structurante est à noter pour les producteurs de biométhane. Jusqu'à présent le biométhane était soutenu « à la production » par le biais de tarifs d'achats offrant une visibilité quasi-parfaite et une contrepartie étatique. La consommation de biométhane n'était valorisée par aucun mécanisme concret, et les garanties d'origine s'échangeaient par conséquent pour des montants limités (de l'ordre de grandeur de quelques €/MWh). Dans la plupart des nouvelles configurations, la valeur du biométhane est liée à des mécanismes s'appliquant sur les acteurs de la demande (exemption de taxes, obligations d'incorporations, etc.) stimulant la demande et donc la valeur du biométhane, en pratique portée par les certificats.
8. Dans ces schémas, déjà développés dans certains pays mais nouveaux dans le contexte français, la commercialisation du biométhane revêt une importance particulière, et une complexité accrue (volatilité possible des prix, risques de contreparties, diversité et liberté des pratiques de contractualisation).
9. Les CPB, objet de la présente note, constituent un mécanisme appelé à jouer un rôle central dans ce nouveau paysage en stimulant la production de gaz renouvelables sur le territoire national.

Rappels juridiques et politiques sur les Certificats de Production de Biogaz

10. Avant de nous concentrer plus spécifiquement sur les apports du décret n°2024-718 et de l'arrêté du 6 juillet 2024, un bref rappel du contexte juridique et politique est nécessaire.
11. Le mécanisme des certificats de production de biogaz (ci-après, les « **CPB** ») est un mécanisme de soutien complémentaire de la filière de production de biogaz institué par l'article 95 de la loi n°2021-1104 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets qui est venu créer les articles L. 446-31 à L. 446-55 du code de l'énergie.

⁵ Articles L. 443-1 et suivants du code de l'énergie.

⁶ Articles L. 446-31 à L. 446-55 du code de l'énergie.

12. Le mécanisme des CPB est un mécanisme de type « certificats verts », c'est-à-dire qu'il tend à favoriser la production de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel⁷ en permettant au producteur de certifier l'origine renouvelable du gaz et en permettant de générer des revenus complémentaires issus de la vente de ces certificats⁸.
13. Le mécanisme des CPB consiste à imposer à certains fournisseurs de gaz naturel livrant du gaz naturel à des consommateurs finals ou qui consomment du gaz naturel et dont les livraisons ou consommations annuelles excèdent un certain seuil⁹ (ci-après, les « **Obligés** »), une obligation de restitution à l'Etat d'un certain nombre de CPB déterminé en fonction des volumes de gaz naturels effectivement livrés par chaque Obligé.
14. Les Obligés peuvent respecter leur obligation de restitution des CPB soit en produisant directement du biogaz et en sollicitant la délivrance des CPB associés à cette production, soit en acquérant les CPB auprès de producteurs de biogaz.
15. Ce mécanisme est considéré par l'administration comme l'un des leviers devant permettre à la France d'atteindre les objectifs qu'elle s'est fixée dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie en matière de production de biogaz.
16. Le bon fonctionnement du mécanisme des CPB repose donc principalement sur la capacité des Obligés à acquérir des CPB à des prix suffisamment élevés pour permettre d'assurer un revenu suffisant aux projets de méthanisation concernés. En conséquence, le succès du mécanisme des CPB (et donc de la sortie du modèle de développement des projets de production de biogaz via de le mécanisme de l'obligation d'achat), est intrinsèquement lié (1) au niveau de pénalité en cas de non-restitution et (2) au niveau d'obligation de restitution de CPB fixé par les autorités.
17. Il est essentiel que le niveau de restitution des CPB soit relativement élevé de sorte que les fournisseurs Obligés se retrouvent contraints soit de développer eux-mêmes de nouveaux actifs de production de biogaz, soit d'acquérir les CPB manquants auprès de producteur de biogaz à des prix satisfaisants.
18. Le décret n°2022-640 du 25 avril 2022 est venu poser les premières bases du cadre réglementaire applicable aux CPB.

Il a complété le chapitre VI intitulé « *Les dispositions particulières relatives à la vente de biométhane* » du titre IV du livre VI du code de l'énergie en y insérant les articles R. 446-96 à R. 446-130 composant la section intitulée « *Les certificats de production de biogaz* ».
19. La lecture de la notice du décret n°2022-640 est particulièrement intéressante puisqu'elle décrit à la fois (i) le mécanisme des CPB au niveau « macro » (la logique générale en constituant le fondement), mais aussi (ii) les objectifs à court et moyen termes (nouvelle source de revenu pour favoriser de développement de la filière et des projets hors obligation d'achat), ainsi que (iii) les modalités pratiques de mise en œuvre du dispositif.
20. Au niveau « macro », la notice précise que :

⁷ Art. L. 446-31 du code de l'énergie.

⁸ Art. L. 446-32 du code de l'énergie.

⁹ Seuil fixé à 400 gigawattheures de pouvoir calorifique supérieur (ci-après, « **PCS** ») par l'article R. 446-114 du code de l'énergie.

« Le dispositif de certificats de production de biogaz vise à favoriser la production de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel. Il impose aux fournisseurs de gaz naturel une obligation de restitution à l'Etat de certificats. Les fournisseurs de gaz naturel peuvent s'acquitter de cette obligation, soit en produisant directement du biogaz injecté dans un réseau de gaz naturel, soit en acquérant des certificats auprès de producteurs de biogaz ».

21. Concernant les objectifs, la notice ajoute que :

« Dans ce dispositif, les producteurs de biogaz commercialisent indépendamment la molécule de biogaz et les certificats de production de biogaz. Ce dispositif permet ainsi aux producteurs de biogaz de disposer d'un revenu associé à la commercialisation des certificats de production de biogaz, venant s'ajouter au revenu de la vente physique du biogaz. Ce dispositif est exclusif de soutien via un contrat d'obligation d'achat ».

22. Enfin, concernant les modalités pratiques de mise en œuvre, la notice souligne que :

« Le décret vise à préciser les modalités d'application de ce dispositif de certificats de production de biogaz, en particulier :

- *Les modalités de gestion du registre des certificats de production de biogaz ;*
- *La modulation de la distribution des certificats de production de biogaz ;*
- *L'exonération de certains fournisseurs de gaz naturel ;*
- *Les modalités de contrôle des producteurs émettant des certificats ; et*
- *Les modalités de sanction des producteurs en cas de manquement à la réglementation. ».*

23. Il en ressort de manière univoque que le mécanisme des CPB est :

- Un mécanisme de soutien qui a pour objet de permettre le développement d'une filière biogaz hors du champ de l'obligation d'achat qui reste jusqu'à présent le choix majoritaire des développeurs de projets privilégiant les unités de méthanisation de « petite » dimension (en dessous des 25 GWh/an représentant plus de 90% des installations de méthanisation agricoles et territoriales¹⁰) ; et
- Un mécanisme de soutien exclusif des autres mécanismes de soutien. Il ne peut pas se cumuler ni avec l'obligation d'achat ni avec les garanties d'origine biogaz¹¹ ;

24. Sont également précisées, les conditions dans lesquelles les CPB peuvent être sollicités et obtenus¹² ainsi que les modalités de gestion des CPB (cette gestion étant calquée sur le fonctionnement des garanties d'origine avec un registre centralisé géré par un gestionnaire unique national recensant l'intégralité des émissions, transactions et annulations de CPB et garant de la transparence du registre et des mouvements)¹³.

¹⁰ Voir en ce sens Etudes GRTgaz, GRDF, Téréga et SER, *Panorama des gaz renouvelables en 2023*, 9^e édition, 2024, p. 12.

¹¹ Art. L. 446-40 du code de l'énergie.

¹² Art. R. 446-105 à R. 446-112 du code de l'énergie.

¹³ Art. R. 446-96 à R. 446-104 du code de l'énergie.

25. Des précisions pratiques ont également été apportées concernant le niveau de fourniture de gaz à partir duquel les fournisseurs deviennent Obligés¹⁴, les périodes de restitution, les déclarations à faire au ministre, les modalités de certification des volumes, les interactions entre le ministre, les gestionnaires de réseaux et le gestionnaire du registre des CPB ou encore les modalités d'annulation des CPB en contrepartie de leur utilisation par les Obligés pour s'acquitter de leur obligation de restitution¹⁵.
26. Un mécanisme de contrôle et de sanctions dédiés a été institué¹⁶.

Détail des textes parus le 6 juillet 2024

27. Si le décret n°2022-640 a consacré les principaux aspects réglementaires du mécanisme des CPB, les acteurs de la filière biogaz demeuraient dans l'attente de deux textes cruciaux pour l'efficacité du mécanisme des CPB :
- Celui fixant le niveau de l'obligation de restitution de CPB par les Obligés pour la période s'étendant du 1^{er} janvier 2026 au 1^{er} janvier 2028 ; et
 - Celui fixant le coefficient de modulation CPB/MWh PCS selon les typologies d'installations de production de biométhane.

Cette attente s'est achevée le 6 juillet 2024 avec l'adoption (i) du décret n°2024-718 du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz (ci-après, le « **Décret** ») et (ii) de l'arrêté du 6 juillet 2024 relatif au dispositif des certificats de production de biogaz (ci-après, l' « **Arrêté** »).

Avec l'adoption du Décret et de l'Arrêté, le gouvernement est venu apporter une nouvelle pierre à l'édifice réglementaire du mécanisme des CPB.

28. **Concernant le Décret**, sa principale contribution est de fixer le niveau de l'obligation de restitution des CPB par rapport aux volumes livrés.

Ainsi, les Obligés doivent restituer un nombre de CPB correspondant à « la quantité de gaz naturel qu'elle livre à des consommateurs finals domestiques, à des propriétaires uniques d'un immeuble à usage principal d'habitation, à des syndicats des copropriétaires d'un tel immeuble ou à des entreprises du secteur tertiaire, à un exploitant qui l'utilise pour la satisfaction des besoins de chauffage ou d'eau chaude sanitaire de son cocontractant dans le cadre d'un contrat d'exploitation comportant une prestation d'approvisionnement en énergie ou d'une police d'abonnement à un réseau de chaleur, ou qu'elle consomme pour une activité d'habitation ou une activité tertiaire ».

29. Cette quantité doit être multipliée par les coefficients suivants :
- 0,0041 CPB par MWh de PCS en 2026 ;
 - 0,0182 CPB par MWh de PCS en 2027 ; et
 - 0,0415 CPB par MWh de PCS en 2028.

¹⁴ Art. R. 446-114 du code de l'énergie fixant l'assiette de l'obligation de restitution des CPB à tous les fournisseurs de gaz approvisionnant plus de 400GWh de PCS par an (seuil qui sera ensuite réduit de 100 GWh de PCS par nouvelle année d'obligation).

¹⁵ Art. R. 446-113 à R. 446-124 du code de l'énergie.

¹⁶ Art. R. 446-125 à R. 446-130 du code de l'énergie.

En d'autres termes, cela signifie que les Obligés ne devront pas restituer 1 CPB pour chaque MWh de PCS livré sur les années conservées mais restituer un nombre bien inférieur de CPB.

Ainsi, en 2026, un CPB devra être restitué tous les 243,90 MWh de PCS approvisionné. En 2027, le ratio passera à 1 CPB restitué tous les 54,95 MWh de PCS approvisionné puis à 1 CPB restitué tous les 24,10 MWh de PCS approvisionné en 2028.

Exprimée en volume global, la trajectoire de restitution est estimée à 800 GWh pour 2026, 3,1 TWh pour 2027 et 6,5 TWh pour 2028.

30. **Concernant l'Arrêté**, son article 1^{er} fixe les coefficients de modulation CPB/MWh PCS selon les typologies d'installations de production de biométhane à :

- 0,8 pour les installations de production de biométhane par captage sur une installation de stockage de déchets non dangereux à partir de déchets ménagers et assimilés ;
- 0,8 pour les installations de production de biométhane par méthanisation en digesteur de produits ou déchets non dangereux pour lesquelles la date de mise en service est supérieure à 15 ans ; et
- 1 pour les installations par méthanisation en digesteur de produits ou déchets non dangereux pour lesquelles la date de mise en service est inférieure ou égale à 15 ans.

Concrètement, cela signifie que seules les installations de production de biogaz par méthanisation en digesteur de produits ou déchets non dangereux mises en service depuis moins de 15 ans pourront bénéficier d'un ratio 1 CPB pour 1 MWh PCS injecté.

Les installations produisant du biogaz à partir d'une autre technologie ou les méthaniseurs mis en service depuis plus de 15 ans ne pourront bénéficier que d'un ratio de 0,8 CPB pour 1 MWh PCS injecté, ceci afin de refléter des coûts de production inférieurs et limiter les effets d'aubaine liés à une possible surcompensation de certaines unités.

31. Au surplus, l'article 2 de l'Arrêté fixe à 100 euros par CPB manquant le montant de la pénalité applicable aux Obligés en cas de défaillance dans la mise en œuvre de leur obligation de restitution des CPB.

Contexte économique du marché du biométhane Français

32. Avant d'apprécier l'incidence de l'adoption du Décret et de l'Arrêté sur la filière, quelques précisions sur l'état du marché s'imposent.

33. Il est évident qu'au regard des coûts de production, la filière biométhane nécessite des mécanismes de soutien et/ou de marché permettant d'assurer une valorisation suffisante pour continuer à se développer. Ceci peut se faire soit par la mise en place d'un soutien direct à la production (budgétaire) ou par la mise en place de règles stimulant la demande sans soutien direct de l'état (extra-budgétaire).

34. Actuellement, une majorité des projets de production de biogaz français sont conçus et développés pour permettre de bénéficier du mécanisme de guichet ouvert prévu par des articles L. 446-4 et D. 446-4 et suivants du code de l'énergie, c'est-à-dire que la production annuelle prévisionnelle de ces installations est inférieure à 25 GWh afin de bénéficier d'un contrat d'obligation d'achat.

35. L'éligibilité au mécanisme de l'obligation d'achat permet aux producteurs de présenter aux banques un projet générant un niveau de revenu identifié et sécurisé sur quinze ans.
36. En France, les projets dont la production annuelle prévisionnelle est supérieure à 25 GWh sont minoritaires et la plupart portés par de grands opérateurs bénéficiant du soutien « d'entités liées » (producteurs ayant des liens capitalistiques avec des fournisseurs de gaz ou des sociétés disposant de fonds propres importants).
37. En France, le mécanisme des CPB doit permettre de stimuler le développement de projets de production de biogaz (en particulier ceux dont la production annuelle prévisionnelle est supérieure à 25 gigawattheures).
38. Le niveau de pénalité a été fixé à 100 €/MWh. Si certains estiment que ce niveau devrait s'avérer suffisant pour permettre au mécanisme de jouer son rôle, il convient de préciser que le niveau de pénalité correspondra en toute vraisemblance à la valeur plafond que les obligés seront prêts à payer pour les CPB dans la mesure où, à moins d'avoir une réelle politique volontariste sur le sujet, il est plus probable que les acheteurs obligés procèdent à des arbitrages économiques en préférant s'acquitter de la pénalité plutôt que de payer les CPB à un prix dépassant les 100 €/MWh.
39. De plus, la trajectoire fixée et la concurrence entre fournisseurs pour s'approvisionner en certificats doivent permettre de générer un prix suffisant pour ces certificats. L'achat de CPB provenant d'unités de petite taille (< 25 GWh/an) nécessitera de proposer un prix plus attractif que les tarifs d'achats.
40. En conséquence, le caractère satisfaisant du niveau de pénalité ne pourra donc qu'être réellement apprécié une fois les premières transactions intervenues.
41. Depuis la fin du tarif d'achat historique en novembre 2020, le développement de nouveaux projets de production de biogaz a été largement freiné¹⁷ par le délai d'introduction des mécanismes sensés prendre le relais.
 - a. Le tarif d'achat à destination des unités < 25 GWh/an proposé en 2020 était considéré trop peu attractif par les producteurs de biométhane. La situation a été améliorée par la mise à jour du tarif d'achat en 2023, proposant notamment une revalorisation et une meilleure prise en compte de l'inflation.
 - b. Les unités de taille supérieure à 25 GWh/an ont pâti du délai de mise en route des appels d'offre (actifs depuis 2024) et du mécanisme des CPB.
42. Bien qu'acté officiellement en 2021¹⁸, le mécanisme des CPB n'a pas pu jouer son rôle, la filière manquant de visibilité sur plusieurs aspects du système. Ce statu quo résultait principalement des deux facteurs suivants :
 - (i) L'incertitude réglementaire liée au niveau d'obligation auquel les fournisseurs seront soumis concernant les CPB. Cette incertitude se traduit par une absence de visibilité des acteurs de la filière quant à la demande des fournisseurs en CPB et, a fortiori, par la difficulté à identifier la valeur des CPB sur le long terme.

¹⁷ La majorité des projets mis en opération entre novembre 2020 et 2024 bénéficient du tarif d'achat historique, sécurisé lors du développement.

¹⁸ Loi n°2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets.

- (ii) Les difficultés de financement des projets en l'absence de visibilité par les banques quant aux revenus générés par l'unité de production (valorisation de la molécule et des CPB).

Mise en place du mécanisme des CPB : statut et enjeux résiduels

43. Si certains textes réglementaires sont encore attendus (comme par exemple l'arrêté devant préciser les conditions d'application du Décret, notamment en ce qui concerne la caractérisation des consommations soumises, la détermination forfaitaire de la part des ventes de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire), depuis l'adoption du Décret et de l'Arrêté, les acteurs de la filière biométhane disposent pour la première fois d'informations pour permettre d'apprécier approximativement la valorisation économique potentielle des CPB.

En effet, ils peuvent désormais :

- Identifier le nombre de fournisseurs de gaz naturel remplissant les conditions posées par le code de l'énergie soumis à l'obligation de restitution de CPB ;
- Calculer approximativement le nombre de CPB que chaque Obligé devra restituer pour chaque année concernée en se fondant sur les dernières données de la Commission de Régulation de l'Énergie (ci-après, la « CRE ») concernant les volumes de gaz naturel livrés pour l'année 2023 ;
- Calculer approximativement le nombre de CPB que tous les Obligés devront restituer pour chaque année concernée en se fondant sur les données de la CRE concernant les volumes de gaz naturel livrés pour l'année 2023
- Calculer approximativement le nombre de CPB qui pourront être émis pour chaque année concernée en se fondant sur les dernières données disponibles de la CRE et des gestionnaires de réseaux concernant (i) les différentes typologies d'installation et les volumes de production déjà raccordées et (ii) les prévisions de raccordement des différentes typologies d'installation et des volumes de production associés ; et
- Calculer approximativement la valeur d'un CPB en divisant le nombre de CPB disponibles pour chaque période concernée par le nombre total de CPB à restituer par l'ensemble des Obligés.

44. Si les annonces récentes constituent une nouvelle positive pour le développement de projets, au regard notamment des niveaux de valorisation qui devraient être atteints, plusieurs enjeux entourent encore la mise en œuvre pratique de ce système :

A. Évaluation du niveau de prix des CPB (court, moyen, long terme)

45. Si l'exercice théorique d'évaluation du prix apparaît relativement simple, sa mise en œuvre pratique se révèle plus complexe dans la mesure où le prix réel de chaque CPB sera également conditionné par d'autres paramètres difficilement maîtrisables et quantifiables, comme par exemple la capacité pour tous les Obligés à contacter les producteurs de biométhane et entrer en discussion avec eux pour négocier la cession des CPB associés aux volumes produits ou encore l'efficacité des contrôles exercés par l'administration sur les Obligés sachant que d'insuffisantes sanctions tendraient nécessairement les Obligés à s'interroger sur l'opportunité de s'acquitter de l'intégralité de leur obligation de restitution de CPB.

46. Par ailleurs, la trajectoire d'obligation de restitution des CPB s'étend jusqu'à 2028 uniquement, ce qui constitue un horizon court-terme au regard de la durée de vie des projets de biométhane. L'horizon de prévisibilité semble limité, d'autant plus lorsque le modèle d'affaires envisagé par les producteurs est basé sur la conclusion d'un contrat de vente directe de biométhane, aussi appelé *biomethane purchase agreement* (ci-après, un « **BPA** ») couplé à la valorisation des CPB.
47. En effet, il existe une dichotomie entre la durée de conclusion des BPA (généralement conclus pour une durée comprise entre 8 et 15 ans) et l'horizon de prévisibilité du marché des CPB (3 ans maximum). Cela pose la question pour les producteurs de la conciliation entre ces deux horizons temporels différents. Quels intérêts auraient aujourd'hui les acheteurs à conclure des BPA dans lesquels la vente des CPB est prévue ? Cela revient pour les acheteurs à prendre un pari sur toute la durée du contrat quant au prix de la molécule, mais aussi quant au prix du CPB. Or, si les acheteurs disposent d'éléments permettant d'apprécier l'opportunité d'un tel pari sur la partie molécule, ce n'est pas le cas pour la partie CPB (doutes sur le prix des CPB pendant les trois prochaines années, doutes sur la prolongation du mécanisme des CPB, etc.). Des systèmes de prix planchers garantis par l'état pourraient constituer des solutions potentielles pour favoriser l'essor de ce mécanisme.
48. Ce problème pourrait être réglé par la conclusion de contrats à horizon plus courts (durée des BPA de 3-5 ans) mais une telle solution se heurte aux contraintes de financement auxquelles les producteurs sont confrontés pour développer et construire leurs actifs (exigence de sécurisation d'un contrat long terme pour garantir un revenu pendant toute la durée de vie de l'actif). La bancabilité des projets semble s'opposer à une telle solution (cf. point 51 et suivants).
49. On pourrait également envisager une dissociation de la temporalité de la vente de la molécule (dans le cadre d'un BPA long terme) avec la vente des CPB. Cette dissociation temporelle pourrait être prévue soit au sein du BPA (avec une clause de revoiture pour renégocier de bonne foi les conditions de la cession des CPB à l'échéance souhaitée), soit au sein d'un contrat dédié (ce qui donnerait lieu à la conclusion d'un BPA et d'un contrat de vente des CPB lié au BPA. Cette solution permettrait aux deux parties de partager le risque lié à l'incertitude de l'évolution des prix des CPB à long terme.
50. En tout état de cause, la question de l'évolution des prix de marché des à long-terme constitue un enjeu important à considérer par les parties.

B. Bancabilité des projets

51. Pour qu'une offre de prêt soit émise, les banques spécialisées dans le domaine continueront d'exiger un taux de couverture de la dette (ci-après, un « **DSCR** ») de 1,30 lissé sur toute la durée du prêt (qui est elle-même calculée sur la durée de vie de l'actif de production, soit entre 10 et 20 ans).
52. L'incertitude sur le niveau de valorisation des CPB, la nouveauté de ce type de contrat ou encore la visibilité limitée sur l'évolution de la trajectoire de restitution à terme sont autant d'éléments qui pourraient complexifier ou retarder le financement bancaire de nouveaux projets.
53. Un travail commun entre acteurs bancaires et porteurs de projets pourrait permettre d'anticiper et discuter les potentiels enjeux et fluidifier les prochaines opérations de financement.

C. Capacité d'accès au marché pour l'ensemble des acteurs

54. Du côté de la production, le marché du biométhane est très fragmenté (une très large majorité des projets sont détenus par des acteurs locaux disposant d'une seule unité) et les acteurs disposant d'un portefeuille de plusieurs unités sont minoritaires. Du côté de la demande (fournisseurs d'énergie), le paysage est également varié. Certains des acteurs obligés possèdent notamment une activité de production de biométhane. La mise en place de plateformes d'échange de CPB pourrait constituer une approche à même d'améliorer la liquidité de ce futur marché.
55. Au regard de cette situation, se pose la question de l'accès des fournisseurs alternatifs aux CPB dans la mesure où ces fournisseurs sont moins identifiés que les fournisseurs historiques¹⁹ et pas nécessairement dotés d'unités de production. Il est possible que l'approvisionnement en CPB soit plus complexe pour de tels acteurs, alors même que la demande devrait être particulièrement importante par rapport à l'offre (et l'intensité concurrentielle de fait importante). Le marché pourrait s'avérer favoriser les acteurs de taille conséquente.

D. Incertitude sur l'évolution des autres marchés de valorisation (TIRUERT)

56. Parallèlement à la mise en place du mécanisme des CPB, d'autres marchés se structurent, contribuant à étoffer le nombre d'alternatives possibles pour la valorisation du biométhane. Reposant sur des fondamentaux différents, ces marchés peuvent donner lieu à des niveaux de valorisation pouvant varier largement. L'introduction du biométhane dans la TIRUERT (sur un modèle s'approchant du système allemand « THG ») pourrait ainsi donner lieu à une valorisation différenciée du biométhane selon la performance carbone du biométhane produit, et donc du mix d'intrants de l'unité. Ce n'est pas le cas du marché des CPB. Ces marchés seront en interaction, car en compétition pour le biométhane produit. Il est anticipable que les acteurs du biométhane procéderont à des arbitrages quant à la valorisation de leur biométhane, selon les conditions respectives de chacun des marchés.
57. Si ces nouvelles peuvent être considérées comme positives pour la filière et sa pérennité à terme, l'incertitude à court terme peut contribuer à ralentir des développements ou conduire à une volatilité des prix.

E. Implications liées au développement de nouveaux modes de commercialisation du biométhane

58. Le passage d'un modèle de tarif d'achat à des « marchés » de valorisation du biométhane implique un changement de paradigme et va avoir tendance à re-modeler les modalités de commercialisation du biométhane ainsi que la chaîne de valeur. Les producteurs vont être amenés à contractualiser avec de nouvelles contreparties pouvant être des clients finaux ou des intermédiaires, qui n'avaient qu'un rôle très limité à jouer jusqu'à présent. Des pratiques de marché (modes de contractualisation, règles d'indexation, plateformes d'échange, etc.) devront ainsi se développer et se généraliser.

¹⁹ Sont considérés comme des fournisseurs historiques tous les fournisseurs qui ont « commercialisé des tarifs réglementés de vente dans cette énergie ». Seuls ont été considérés comme fournisseurs historiques en gaz : Engie, Total Energie Gaz et les Entreprises Locales de Distribution (ci-après, les « ELD »). Tous les autres fournisseurs de gaz sont considérés comme des fournisseurs alternatifs. Voir en ce sens Etudes GRTgaz, GRDF, Téréga et SER, *Panorama des gaz renouvelables en 2023*, 9e édition, 2024, p. 69.

59. La mise en place de « marchés » du biométhane aura aussi pour tendance d'introduire une volatilité plus forte des prix, qui seront impactés par de nombreux facteurs, pour beaucoup difficiles à capturer (exemple : prix du CO₂, trajectoires de restitution, compétition avec d'autres carburants dans le cadre de la TIRUERT, etc.). Le marché allemand constitue en ce sens un exemple particulièrement intéressant étant donné sa forte exposition aux imports/exports et la coexistence de plusieurs marchés distincts. Les prix du biométhane, sur le marché des transports notamment, ont fluctué très largement sur les dernières années, ayant entraîné des conséquences positives (très forte rémunération perçue par certains producteurs) et des conséquences négatives (faillite d'intermédiaires de marché ayant impacté les producteurs). Il sera important pour chacun des acteurs d'identifier les positionnements et pratiques adaptés à leur profil de risque (exemple : besoin de débouchés sûrs et prévisibles pour les porteurs de projet agriculteurs).

F. Impacts liés au développement des échanges transfrontaliers de biométhane

60. Aujourd'hui peu sujette aux imports/exports de biométhane (registre de GO non interconnecté à d'autres pays, pas de participation à des réseaux d'échange de biométhane, pas d'accords bilatéraux), la France devrait voir ceux-ci augmenter dans les prochaines années dans la lignée des tendances constatées au niveau européen. Cette évolution aura des impacts sur les prix et les volumes de biométhane, dont l'ampleur dépendra de la facilité d'échange et les dynamiques constatées dans les autres pays.

* *
*

Annexe : données sur le marché français du détail du gaz

L'ensemble du marché représente, au 31 décembre 2023, 11,18 millions de sites pour une consommation annuelle totale d'environ 386 TWh.

Le marché de la fourniture de gaz naturel est complètement ouvert à la concurrence sur le segment résidentiel et non résidentiel. Les tarifs réglementés de vente de gaz pour les clients résidentiels ont disparu le 1er juillet 2023.

Le marché se divise en trois segments :

- Sites non résidentiels transport : grands sites industriels raccordés au réseau de transport.
- Sites non résidentiels distribution : marché de masse des sites non résidentiels et grands sites industriels raccordés au réseau de distribution.
- Sites résidentiels : sites de consommation des clients particuliers

Le marché français comporte 11,1 millions de sites à desservir qui sont actuellement approvisionnés à 55% par les fournisseurs historiques et à 45% par les fournisseurs alternatifs (observatoire, p. 46).

En termes de consommations annualisées, la consommation totale de l'ensemble des sites (non industriels transport, non industriels distribution et résidentiels) s'élève à 386 TWh qui sont actuellement approvisionnés à 36% par les fournisseurs historiques et à 64% par les fournisseurs alternatifs.