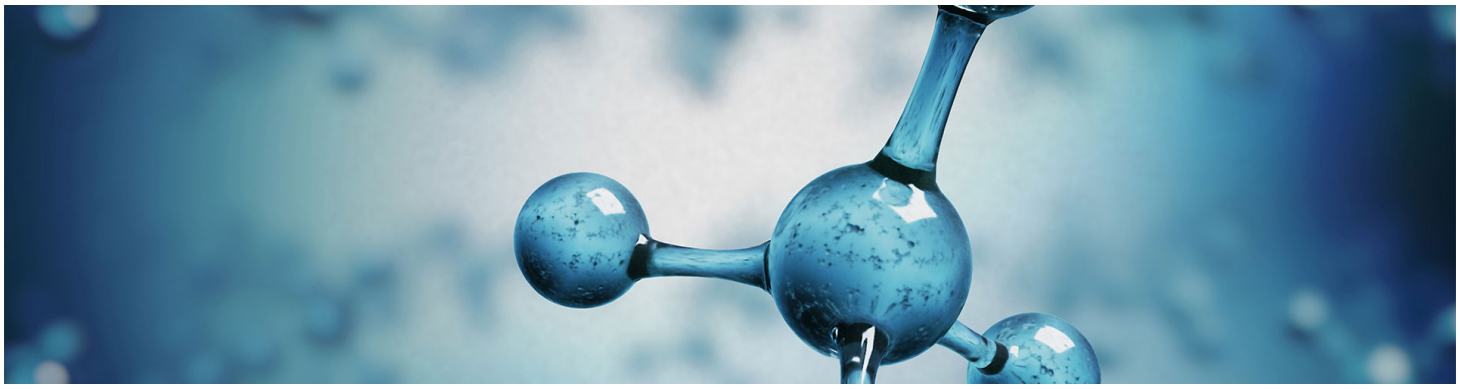


Rédigé le 01 juillet 2018 30 minutes de lecture

Regards économiques

Enjeux et prospective

Énergies renouvelables | Biogaz

Le développement du biométhane, en substitution au gaz naturel, est envisagé en France afin, en particulier, de réduire les émissions de CO_2 et de limiter la dépendance énergétique tout en créant des emplois. L'analyse proposée permet de quantifier les impacts positifs sur les émissions de CO_2 et sur les importations de gaz naturel. Les impacts sur la facture gazière et sur le montant des aides nécessaires pour soutenir les filières biométhane sont également estimés. Modérés avant 2030, ils dépendent, au-delà, du niveau de déploiement du biométhane et des filières de production retenues.

Cette analyse a pour objectif d'estimer les ordres de grandeur des impacts du développement du **biométhane** sur quatre indicateurs : les émissions de CO_2, les importations gazières, la facture gazière nationale (hors coûts réseau) et le montant des soutiens. D'autres critères importants comme le niveau d'investissement, le déploiement des réseaux, les emplois nets créés ou les conséquences sur la croissance économique ne sont pas examinés dans cette note.

SCÉNARIOS DE DEMANDE DE GAZ NATUREL ET DE BIOMÉTHANE

Deux scénarios de croissance du biométhane sont analysés, l'un considérant du biométhane issu uniquement de la méthanisation, le second fondé sur la production conjointe de biométhane à partir de trois filières : **méthanisation**, **pyrogazéification** de la biomasse et ***power to gas*** via la **méthanation** (annexe 1). Un scénario sans biométhane sert, par ailleurs, de référence.

Les deux scénarios concernant l'offre de biométhane sont les suivants :

- une quantité de 100 TWh en 2050 produite uniquement par la méthanisation (scénario "100 TWh méthanisation", fig. 1) ;
- une substitution totale en 2050 de la demande de gaz naturel par du biométhane produit par méthanisation et par les deux autres filières développées surtout après 2030 (scénario "3 filières 100 % bio", fig. 2).

Ces deux scénarios se placent dans l'hypothèse d'une baisse de la consommation gazière française (hors cogénération et production d'électricité). L'ensemble de ces hypothèses est en ligne avec celles de deux études publiées récemment par des gestionnaires de réseau[1] et par l'Ademe[2] ; annexe 2.

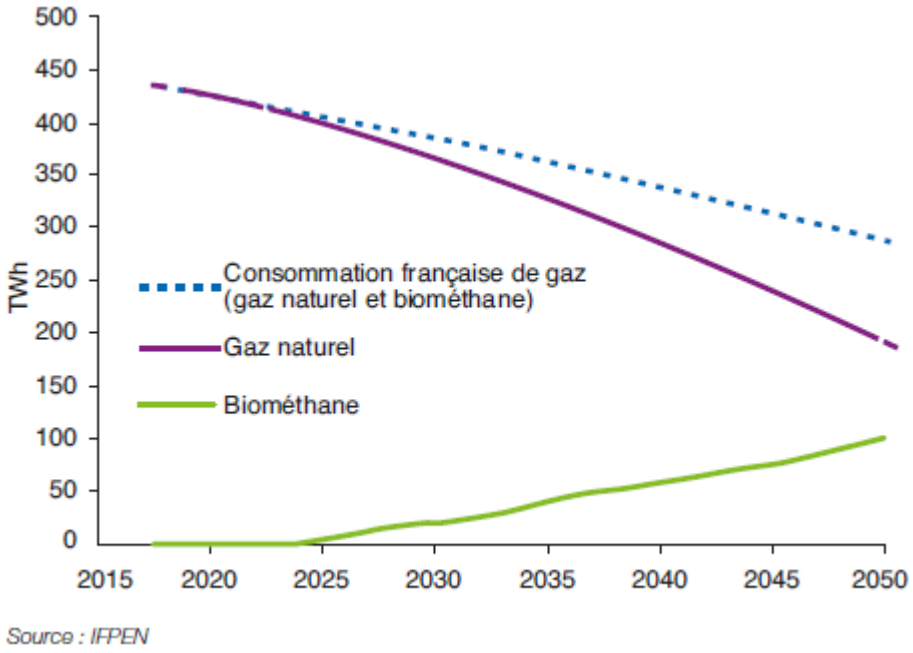
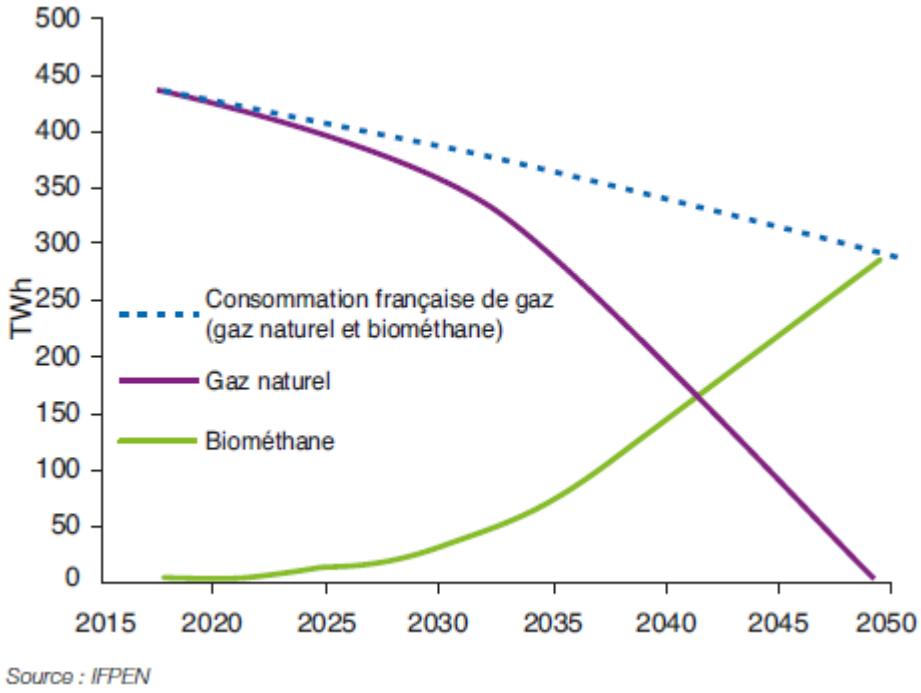


Fig. 1 – Bilan gazier français dans le scénario "100 TWh méthanisation"



Source : IFPEN

Fig. 2 – Bilan gazier français dans le scénario "3 filières 100 % bio"

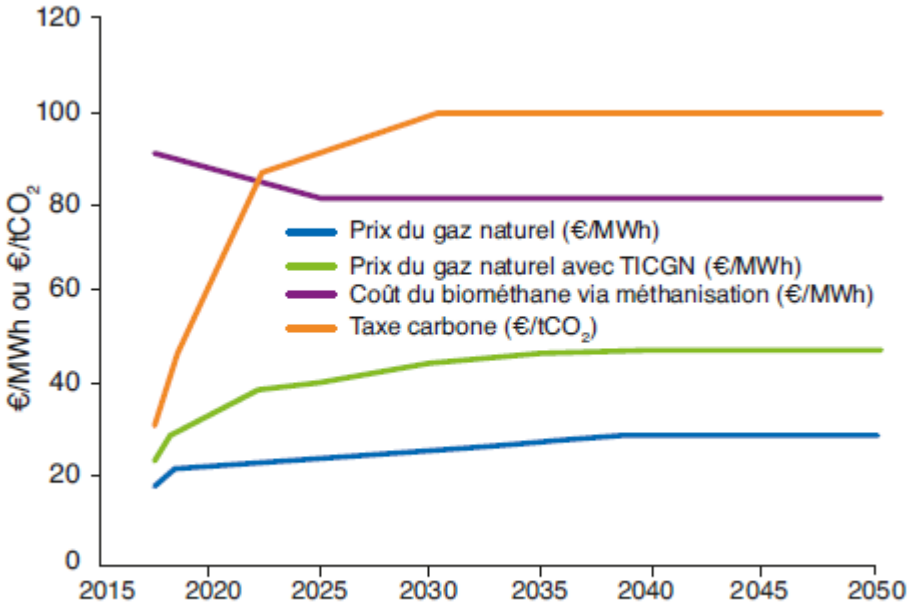
HYPOTHÈSES RETENUES (PRIX ET COÛTS)

Afin de déterminer les impacts sur la facture gazière (hors coûts de transport/distribution) et sur les importations en valeur, il est nécessaire de faire des hypothèses d'évolution du prix de gros du gaz naturel, du **prix du CO_2** et des coûts de production du biométhane (fig. 3 et 4).

Pour le prix de gros du gaz en Europe, la source de référence retenue est l'Agence internationale de l'énergie (AIE) qui publie des projections de long terme dans son rapport annuel WEO[3]. L'AIE prévoit une progression régulière du prix du gaz naturel en Europe, passant de 6 $/MBtu (17 €/MWh) en 2017 à 9 $/MBtu (27 €/MWh) en 2030 et 10 $/MBtu (30 €/MWh) en 2040 (en $ constants de 2016).

Pour ce qui est du taux de la composante carbone intégrée dans les taxes sur les énergies, la cible de long terme a été fixée par **la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV)**, avec un taux défini à 100 €/tCO_2 en 2030[4]. La loi de finances 2018, dans un objectif enparticulier de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre, a fixé une trajectoire accélérée avec un taux de 44,60 €/tCO_2 en 2018 qui doit atteindre 86,20 €/tCO_2 en 2022.

La **taxe intérieure de consommation du gaz naturel (TICGN)**, qui en résulte, est calculée en tenant compte, par ailleurs, du taux d'émissions de CO_2 du gaz naturel (environ 0,19 tCO_2/MWh). La TICGN est ensuite appliquée à la consommation de gaz naturel. En raison des dérogations accordées, cette taxe, affectée au budget de l'État, ne s'applique qu'à une partie de la consommation française, estimée à 50 % du total environ.

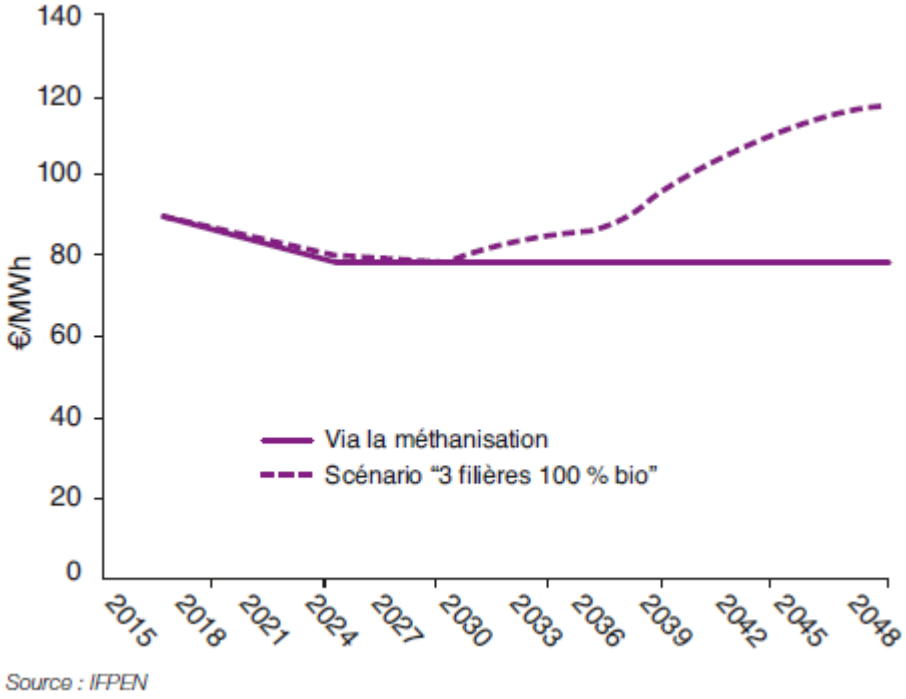


Source : IFPEN

Fig. 3 – Hypothèses concernant les prix du gaz naturel, la taxe carbone et le coût du biométhane via la méthanisation

En ce qui concerne le coût du biométhane produit par méthanisation, un niveau de 90 €/MWh pour 2017 a été retenu comme référence pour cette analyse. Une hypothèse de réduction de 12 % de ce coût a été adoptée, après 2025, sur la base des considérations évoquées dans un rapport réalisé par ENEA[5]. Un scénario alternatif, intégrant 20 % de baisse supplémentaire du coût de production, est pris en compte pour le calcul du soutien financier à la filière.

Pour le scénario **“3 filières 100 % bio”**, le coût moyen progresse après 2030 en raison du déploiement progressif des deux autres filières. La moyenne de ce coût atteint 120 €/MWh en 2050 (fig. 4). Un scénario alternatif, intégrant 30 % de baisse du coût de production, est également pris en compte pour le calcul du soutien financier à la filière.



Source : IFPEN

Fig. 4 – Hypothèses concernant les coûts moyens du biométhane via la méthanisation et via les deux autres filières

PRINCIPAUX RÉSULTATS

Émissions de CO_2 en forte baisse avec la montée en puissance du biométhane (fig. 5)

Les émissions de CO_2 passent de 80 Mt en 2017 à 53 Mt en 2050 dans un scénario sans biométhane. Le recul reflète la baisse de la consommation de gaz naturel.

Elles atteignent 35 Mt dans le scénario **"100 TWh méthanisation"** en 2050, en retrait de 34 % par rapport au scénario sans biométhane. Elles sont quasi nulles dans le scénario "3 filières 100 % bio"[6] à ce même horizon.

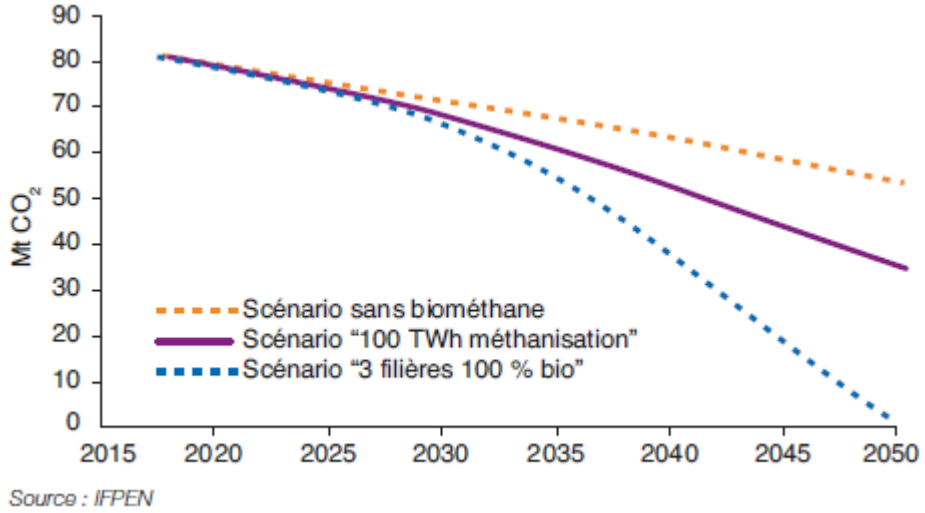


Fig. 5 – Émissions de CO2 en fonction des trois scénarios.PNG

LE BIOMÉTHANE PERMET DE RÉDUIRE LE COÛT DES IMPORTATIONS GAZIÈRES (FIG. 6)

La montée en puissance du biométhane produit sur le sol national a pour effet de réduire le coût des importations gazières. De 8 G€ en 2050 dans un scénario sans biométhane, il se situe à 5 G€ dans le scénario “100 TWh méthanisation” et devient nul dans le scénario **“3 filières 100 % bio“** puisqu’il n’y a plus de consommation de gaz naturel à cet horizon.

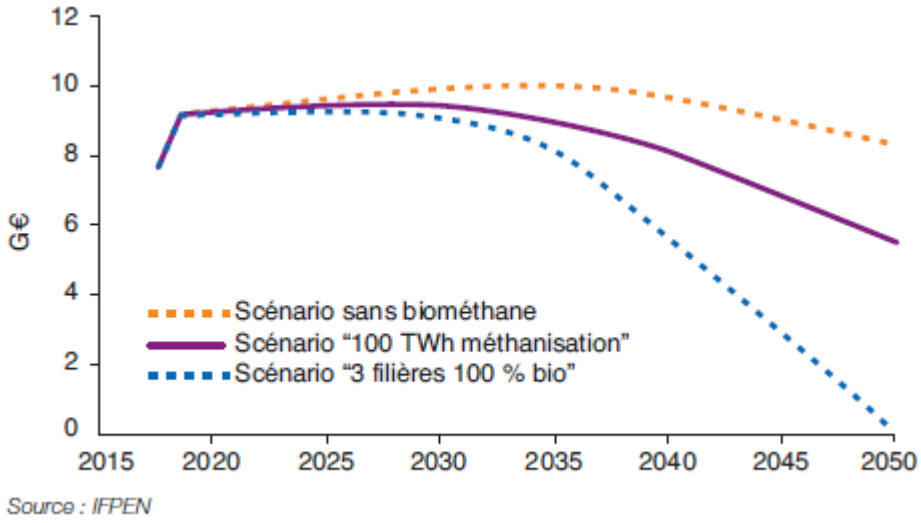


Fig. 6 – Coût des importations de gaz naturel en fonction des trois scénarios

DES HAUSSES PLUS OU MOINS MARQUÉES DE LA FACTURE GAZIÈRE (FIG. 7 ET 8)

En dépit de la contraction de la consommation globale, la facture gazière[7] sans biométhane progresse sensiblement sous l'effet des hausses du prix du gaz et de la TICGN. Elle passe de 9 G€ en 2017 à plus de 13 G€ à partir de 2025. La baisse de la consommation entraîne une réduction de la facture après 2035, facture qui atteint 11 G€ en 2050.

Le développement du biométhane issu de la méthanisation aboutit à une facture de l'ordre de 15 G€ à partir de 2035 et au-delà. Cela représente, par rapport à la situation sans biométhane, un écart de 1,7 G€ en 2035 et de 4 G€ en 2050.

La facture, dans le scénario "3 filières 100 % bio", se rapproche des 35 G€ en 2050. L'écart atteint 3,5 G€ en 2035 et 22 G€ en 2050, par rapport à un scénario sans biométhane.

Le prix moyen du gaz (effet TICGN inclus) se situe, en fin de période, à respectivement 40, 50 et 120 €/MWh dans ces trois scénarios, contre 23 €/MWh en 2017 (fig. 8).

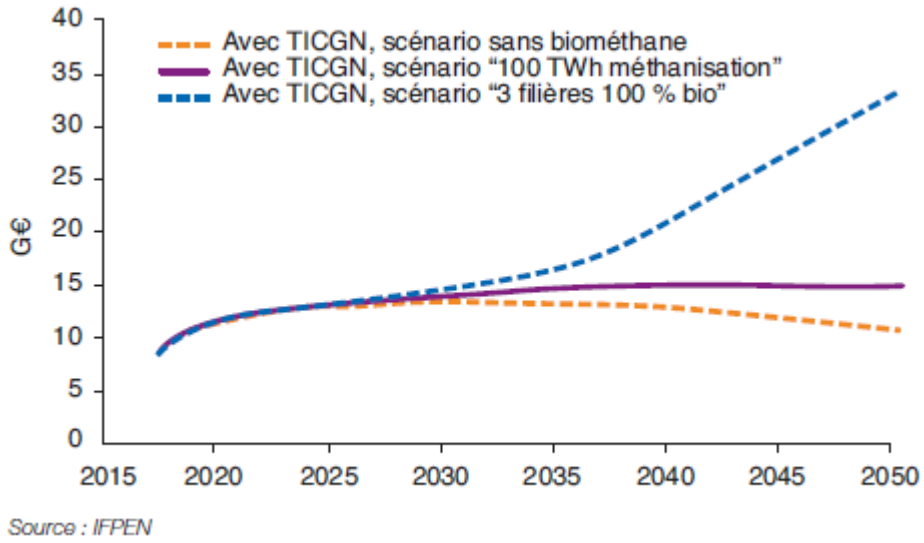


Fig. 7 – Facture gazière française en fonction des trois scénarios

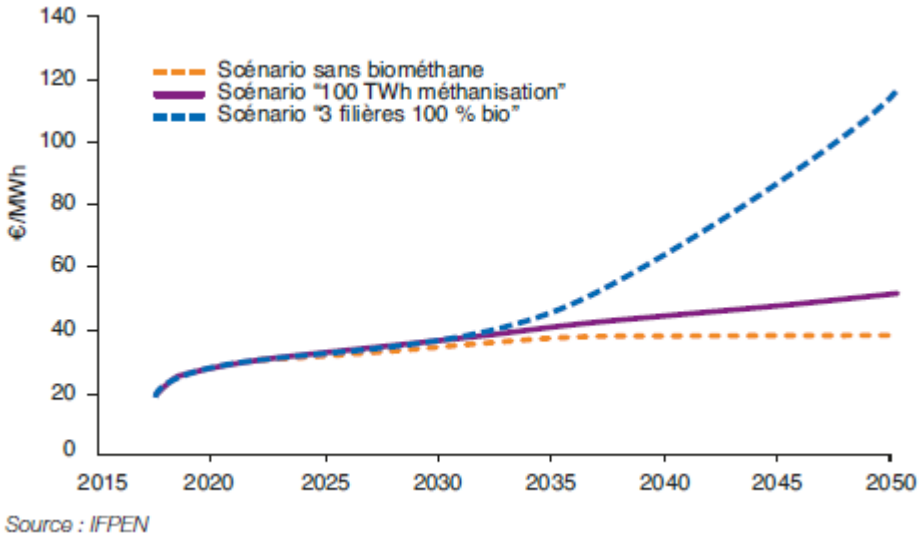


Fig. 8 – Prix moyen du gaz en fonction des trois scénarios

ESTIMATION DE LA COMPENSATION FINANCIÈRE LIÉE AU TARIF D'ACHAT (FIG. 9 ET 10)

Afin de soutenir la filière biogaz, un tarif d'achat est proposé aux producteurs de biométhane par les fournisseurs de gaz. Une compensation est ensuite versée par les pouvoirs publics aux fournisseurs de gaz.

Cette compensation est calculée sur la base de l'écart entre le coût de production du biométhane et le prix du gaz (description du mécanisme en annexe 3). Elle est définie actuellement sur une période de 15 ans.

Les figures 9 et 10 permettent d'estimer, d'une part, le montant de la TICGN[8] et, d'autre part, le montant calculé sur 15 ans de la compensation du tarif d'achat dans les deux scénarios. Une variante est proposée avec une baisse, après 2030, de 20 % supplémentaires du coût de la méthanisation et de 30 % pour les deux autres filières.

Pour le scénario "100 TWh méthanisation", le montant de la TICGN devient inférieur à la compensation liée au tarif d'achat, à partir de 2040. Le montant de cette compensation atteint 1,1 G€ en 2030 et 3 G€ en 2050. Il est réduit à 2 G€ en 2050, en supposant une baisse de 20 % du coût.

Pour le scénario "3 filières 100 % bio", le montant de la TICGN devient inférieur à la compensation liée au tarif d'achat autour de 2035. Le montant de la compensation du tarif d'achat atteint 1,6 G€ en 2030 et 11 G€ en 2050. Il est réduit à 6 G€ en 2050, en supposant une baisse de 20 % du coût.

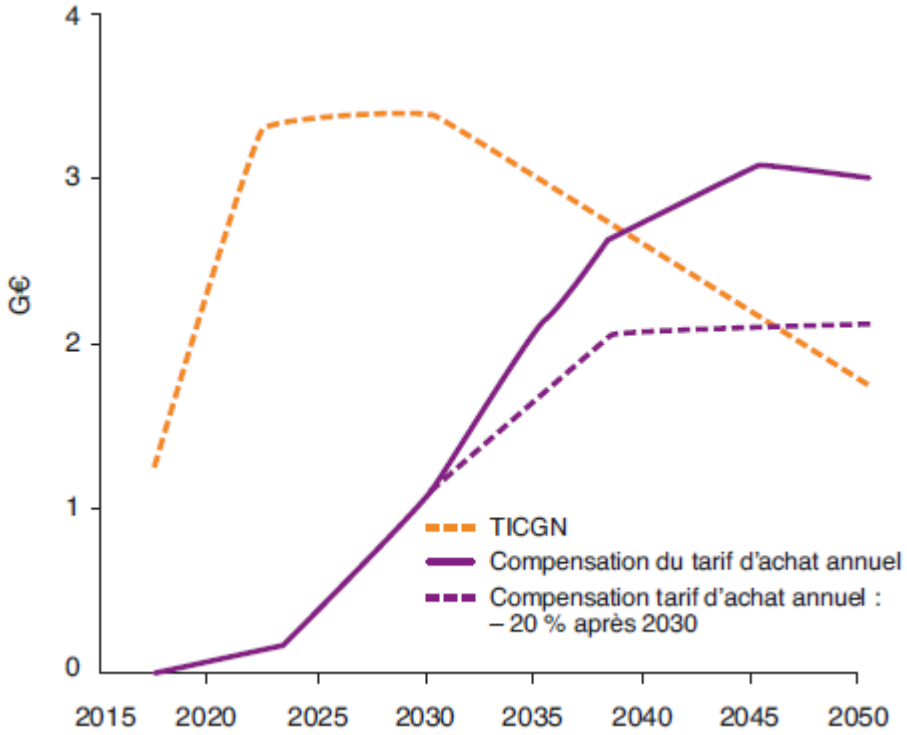
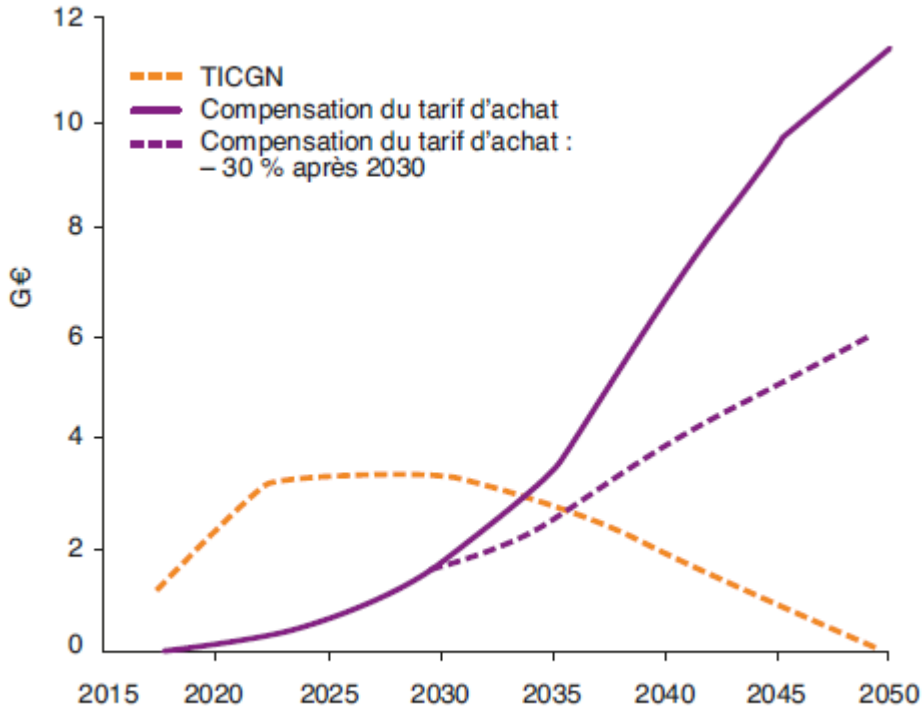


Fig. 9 – TICGN et compensation du tarif d'achat, scénario "100 TWh méthanisation"



Source : IFPEN

Fig. 10 – TICGN et compensation du tarif d'achat, scénario "3 filières 100 % bio"

Ces valeurs sont à comparer au montant global actuel nécessaire pour soutenir les filières ENR. Destiné aux filières électriques principalement, il s'élevait à près de 7 G€ en 2017, une somme prélevée sur une partie des recettes liées à la fiscalité des produits pétroliers (28 G€ en 2016, annexe 3).

Il convient de souligner que ces calculs ne tiennent pas compte des ruptures envisageables. Un recul plus marqué et plus rapide du coût des filières biométhane, à l'instar de ce qui s'est produit pour le solaire et l'éolien, réduirait sensiblement les montants de la compensation. C'est donc à l'évidence un enjeu d'importance.

QUELLE VALEUR DU CO_2 LIÉ AU BIOMÉTHANE ?

Le coût d'abattement du CO_2, qui permet de comparer différentes filières, est défini comme le rapport de la différence des coûts et des émissions de CO_2 de deux solutions technologiques. Cela permet de comparer, par ordre de coût croissant, un ensemble de solutions visant à réduire les émissions de CO_2.

Ce calcul, appliqué aux filières biométhane comparées au gaz naturel, place le coût d'abattement du CO_2 autour de 300 €/tCO_2 pour la méthanisation, de 430 €/tCO_2 pour la **pyrogazéification** et 800 €/tCO_2 pour la méthanation. Ces valeurs n'ont de sens que dans le cadre d'une analyse globale intégrant différentes options de réduction des émissions de CO_2. Il convient, par ailleurs, de souligner la relative complexité de ce sujet qui implique d'avoir une vision globale au-delà d'une seule filière (annexe 4).

BILAN : DES IMPACTS POSITIFS DU BIOMÉTHANE SUR LE CO_2 ET LES IMPORTATIONS, POUR UN COÛT LIMITÉ AVANT 2035

L'approche proposée dans cette analyse permet d'estimer les effets du développement du biométhane sur certains paramètres dont les émissions de CO_2, les importations, la facture gazière pour le consommateur ou le montant des soutiens nécessaires.

Dans une vision plus globale, cette approche devrait être complétée par l'analyse des effets sur d'autres paramètres comme les investissements, les emplois nets créés ou le pouvoir d'achat et la croissance économique. Il convient par ailleurs de noter que seuls deux scénarios sont explorés, ce qui ne reflète pas l'ensemble des options possibles.

Cette analyse partielle montre que la montée en puissance du biométhane permet, à la fois, de réduire les émissions de CO_2 et d'améliorer sensiblement le niveau d'indépendance énergétique en réduisant les importations gazières.

En ce qui concerne la facture gazière, calculée à partir du prix moyen et de la TICGN, l'écart par rapport à un scénario sans biométhane est assez modeste avant 2035 ; au-delà, cet écart est susceptible de progresser sensiblement si un objectif visant à substituer intégralement le gaz naturel par du biométhane est envisagé.

Le montant de la compensation du tarif d'achat progresse régulièrement pour atteindre entre 2 et 3 G€ en 2050 dans le scénario "100 TWh méthanisation" et entre 6 et 11 G€ dans le scénario "3 filières 100 % bio". À titre indicatif, il est intéressant de noter que le montant de la TICGN devient inférieur au montant de la compensation liée au tarif d'achat vers 2040 pour le premier scénario et vers 2035 pour le second.

Il convient de noter que ces résultats dépendent des hypothèses retenues, très incertaines, en particulier concernant les coûts du biométhane ou le prix futur du gaz naturel.

Indépendamment de la trajectoire suivie par le prix du gaz naturel, deux conditions au minimum semblent nécessaires d'un point de vue économique pour espérer une progression sensible des filières biométhane :

- la baisse significative des coûts de production du biométhane à partir des nouvelles filières ;
- la maîtrise de la consommation gazière.

Le respect de ces conditions devrait permettre de **réduire l'écart potentiel entre les coûts du biométhane et le prix du gaz naturel importé**, tout en limitant la progression de la facture gazière afin de ne pas peser sur le pouvoir d'achat.

François Kalaydjian - francois.kalaydjian@ifpen.fr

Guy Maisonnier - guy.maisonnier@ifpen.fr

Manuscrit remis en juillet 2018

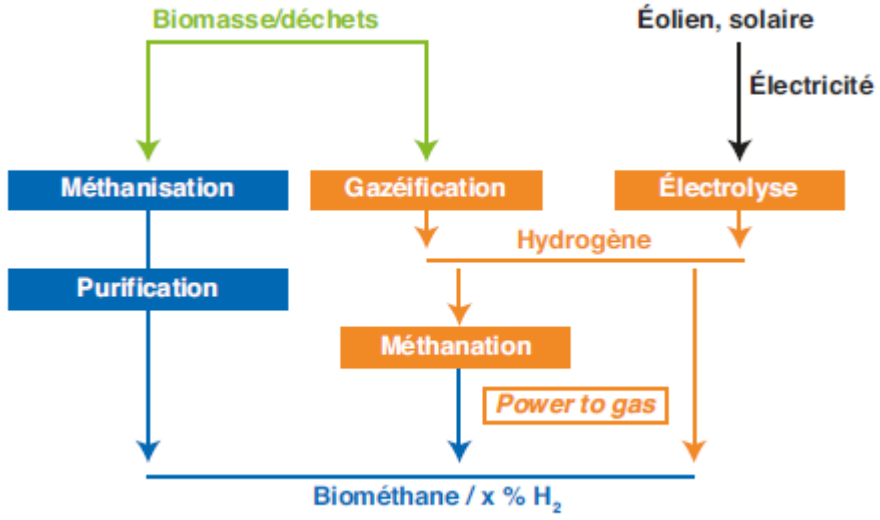
ANNEXE 1

Biométhane et *Power to Gas* (fig. 11)

La production de biométhane peut se faire par la méthanisation de biomasse ou de déchets, ou par le procédé de **méthanation de l'hydrogène** en présence de CO_2. L'hydrogène peut être produit par gazéification de la biomasse, par électrolyse de l'eau, voire par reformage du biométhane ou du gaz naturel avec captage du CO_2.

L'électricité consommée pour réaliser l'électrolyse doit provenir d'une source décarbonée (ENR par exemple) pour obtenir un **hydrogène *vert***. Le *Power to Gas* désigne la voie de production de biométhane via le procédé de méthanation. Elle inclut aussi l'option d'injecter directement de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel, dans une proportion limitée (10 % environ).

Ces options sont envisagées dans le cadre d'un déploiement plus large de l'hydrogène pour répondre à des besoins de stockage ou à la demande de certaines industries ou de certains secteurs (transport).



Source : IFPEN

Fig. 11 – Voies de production du biométhane

ANNEXE 2

Deux études récentes proposent des scénarios de développement du biométhane en France

Les évolutions retenues dans la présente étude à l'horizon 2050, en termes de demande gazière et d'offre nationale de biométhane, se fondent sur deux études réalisées récemment.

La première, qui date de 2017, a été réalisée conjointement par des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz. Dans ce bilan prévisionnel[9], une part comprise entre 6 % et 34 % de gaz renouvelable injecté dans les réseaux est envisagée à l'horizon 2035. Cela représente des volumes compris entre 20 et 140 TWh.

La seconde, réalisée par l'Ademe[10], analyse la possibilité d'atteindre un mix de 75 à 100 % de gaz renouvelable en France, à l'horizon 2050. La ressource globale est estimée à 460 TWh, répartie à peu près équitablement entre trois filières : méthanisation (140 TWh possibles), pyrogazéification (180 TWh) et *Power to Gas* (140 TWh). Ce potentiel de production serait suffisant pour répondre à la

demande, estimée entre 280 et 360 TWh, en 2050.

ANNEXE 3

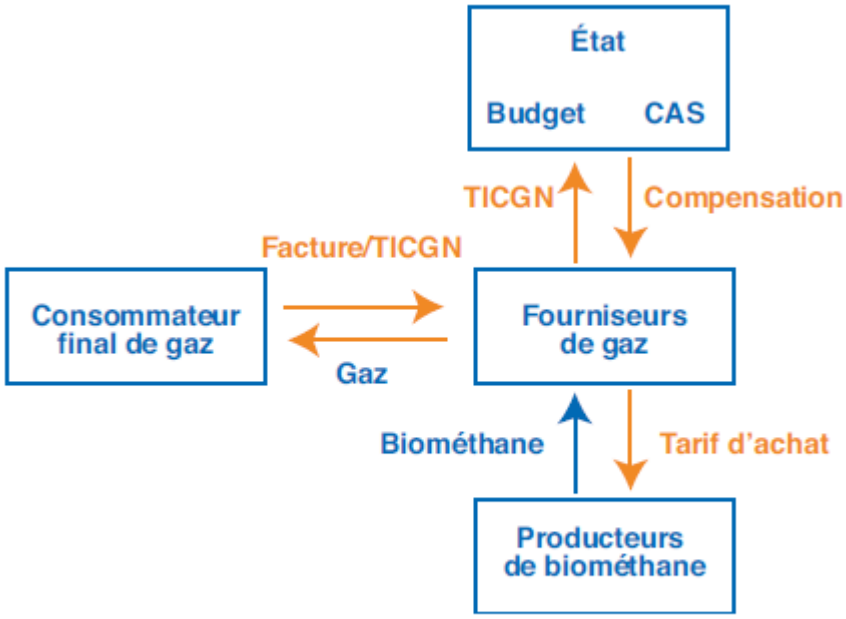
Modalités de financement du biométhane

La production de biométhane est soutenue par les pouvoirs publics, au travers du dispositif d'obligation d'achat : tout producteur de biométhane injectant du gaz dans les réseaux est rémunéré par le fournisseur de gaz avec lequel il a conclu un contrat d'achat de sa production.

Les surcoûts supportés par les fournisseurs de gaz naturel, au titre de l'achat du biométhane injecté, donnent lieu à une compensation versée par les pouvoirs publics, calculée par référence au prix moyen constaté sur le marché de gros du gaz naturel[11] (fig. 12).

Les charges de soutien à l'injection de biométhane ont doublé entre 2016 et 2017 passant de 18,6 M€ à 37,3 M€. Elles sont estimées par la **commission de régulation de l'énergie (CRE)** à 99,5 M€ en 2018[12]. S'agissant des recettes issues de la TICGN, celles-ci ont atteint 679 M€ en 2015 et 1 104 M€ en 2016, ce qui couvre les dépenses liées à l'injection de biométhane.

Il convient toutefois de noter que la TICGN est affectée au budget de l'État au programme "service public de l'énergie", comme la contribution au service public de l'énergie (CSPE), taxe sur l'électricité. En fait, la compensation des soutiens financiers aux énergies renouvelables est désormais assurée essentiellement par un pourcentage des recettes issues de la TICPE, taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (surtout pétroliers), dans un compte d'affectation spéciale (CAS) "transition énergétique"[13], créé en 2015 (tableau 1).



CAS : compte d'affectation spéciale

Source : IFPEN

Fig. 12 – Schéma simplifié des échanges en volume et en valeur liés à la consommation de gaz naturel et de biométhane

Dépenses (soutiens) en M€		
	2017	2018
ENR électriques	5 630	5 425
Compensation EDF	1 228	1 622
Injection biométhane	**50**	**100**
Autres	75	38
Total	**6 983**	**7 184**

Recettes du CAS en M€		
	2017	2018
TICPE - produits pétroliers	6 982	7 166
TICC - charbon	1	1
Autres	0	17
Total	**6 983**	**7 184**

Rq : Les chiffres pour le biométhane, qui datent de novembre 2017, diffèrent légèrement de ceux de la CRE plus récents. Le recul du montant sur 2017 s'explique par la baisse du nombre d'installations injectant du biométhane.

Source : Sénat nov. 2017

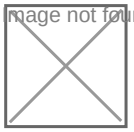
Tableau 1 – Bilan du CAS en 2017 et 2018

ANNEXE 4

Débat sur la valeur du CO_2

Le travail proposé ici ne détaille pas la problématique de la trajectoire d'une valeur du carbone associée au biométhane. Ce sujet nécessite une analyse plus large dont la problématique est évoquée dans les études suivantes :

- une analyse du ministère de la Transition écologique et solidaire traite du sujet du "prix du carbone", "élément important de lutte contre le changement climatique" ;
- McKinsey propose, depuis 2007, un calcul des coûts d'abattement au niveau mondial. Le coût d'abattement, qui permet de comparer différentes filières, est défini comme le rapport de la différence des coûts et des émissions de CO_2, de deux solutions technologiques :



- une étude datant de 2010 pose la question de la définition de la valeur du carbone. Cinq interprétations sont proposées :
  - la réduction espérée du dommage sur le changement climatique, difficile à évaluer,
  - le coût de réduction des émissions de CO_2 ou coût d'abattement moyen ou marginal,
  - la valeur sociale à l'optimum, égalisant coût et bénéfice marginal,
  - la valeur négociée politiquement ou prix tutélaire,
  - le prix de marché, à l'image de l'EU ETS[14] pour le marché européen du carbone.

- l'Académie des technologies évoque ce même sujet dans son rapport de 2017 : quel prix de référence du CO_2 ? Elle en retient trois :
  - le prix socio-économique du carbone reflétant le coût des conséquences, présentes et futures, de l'émission d'une tonne additionnelle de CO_2,
  - le prix d'abattement, ou d'évitement, est le prix à payer pour réduire d'une quantité donnée les émissions de CO_2,
  - le prix effectif (parfois appelé prix notionnel), calculé à partir de chaque réglementation ou mécanisme de subvention et des gains en carbone procurés.

- la direction du Trésor a publié en 2016 une comparaison par filière renouvelable du coût par tonne de CO_2 évitée (variation de 59 € à plus de 500 € pour la production d'électricité). Dans un autre document, ce sont les "trajectoires de transition bas carbone en France au moindre coût" qui sont étudiées ;

- il convient enfin de noter les travaux en cours en France concernant la valeur tutélaire du carbone après ceux datant de 2008. La nouvelle trajectoire de la valeur tutélaire du carbone doit être “cohérente avec les objectifs climatiques de la France”. Des recommandations sont attendues concernant l’usage de cette valeur “dans l’évaluation des politiques publiques et dans les choix d’investissement et de financement privés”.

---

(1) Bilan prévisionnel pluriannuel gaz 2017 – Gestionnaire de réseau, 2017

(2) Mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? – Ademe 2018

(3) WEO 2017 – AIE 2017

(4) FISCALITÉ DES ÉNERGIES – MTES

(5) Un total de 30 % est évoqué qui prend en compte l’effet d’une taxe carbone de 100 €/tCO_2

(6) Ces estimations supposent une absence de fuite de méthane au niveau de la méthanisation

(7) Prix payé (hors TVA) par les consommateurs sur la base du prix de gros du gaz naturel, du coût du biométhane et de la TICGN applicable sur 50 % environ de la consommation de gaz. Le coût réseau n’est pas pris en compte dans ce calcul

(8) À titre indicatif dans la mesure où, actuellement, elle n’est pas affectée au financement du biométhane

(9) BILAN PRÉVISIONNEL PLURIANNUEL GAZ 2017 – GRDF 2017

(10) MIX DE GAZ 100 % RENOUVELABLE EN 2050 ? – ADEME 2018

(11) PROJET DE LOI DE FINANCES 2018 – MISSION TRANSITION ÉNERGÉTIQUE – BUDGET

(12) ÉVALUATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L’ÉNERGIE POUR 2018 – CRE

(13) FISCALITÉ DES ÉNERGIES – MTES

(14) European Union Emission Trading Scheme

Biométhane en France : quels impacts ?
01 juillet 2018

Lien vers la page web :