



—
**Gaz
renouvelables :**
les leviers
de développement

PARTENAIRES

LES MEMBRES DE L'AFG

7 membres titulaires*



32 membres associés*



5 partenaires



Environ **600** membres sociétaires*

*Septembre 2018

ONT ÉGALEMENT PARTICIPÉ





AGIR POUR DÉVELOPPER LES GAZ RENEUVELABLES

Conscients des enjeux climatiques et environnementaux, les industriels gaziers sont des parties prenantes déterminées à engager une transition énergétique forte.

La planète est un bien commun que nous nous devons de préserver dès à présent, mais aussi pour les futures générations. Face à ce défi immense, les gaz renouvelables sont une partie de la solution.

L'Association française du gaz qui représente l'ensemble de la filière gazière a voulu rassembler tous les acteurs des gaz renouvelables au sein d'une même *task force* afin **d'identifier les leviers permettant d'accélérer le développement des gaz renouvelables dans notre pays au service d'une stratégie de décarbonation.**

Alors de quoi parle-t-on ? Les gaz issus de la transformation de sources d'énergie renouvelables, soit par fermentation, soit par traitement thermochimique et électrochimique, sont des gaz renouvelables. Ils comportent des avantages environnementaux mais aussi économiques et stratégiques :

- réduction des émissions de méthane produites naturellement lors du processus de fermentation ;
- réduction des émissions de carbone ;
- utilisation moindre des énergies fossiles et par conséquent diminution de notre dépendance énergétique ;
- conversion des déchets problématiques en combustibles utiles ;
- intégration facilitée des énergies renouvelables ;
- soutien à d'autres politiques liées notamment à l'agriculture.

Le document que vous avez entre les mains est le fruit d'un travail collectif avec un objectif simple : proposer des leviers concrets pour aider les pouvoirs publics à assurer une transition énergétique efficace.

Le parti pris de ce document a été de se concentrer sur trois filières de production de gaz renouvelables : à savoir la méthanisation, la pyrogazéification et la production d'hydrogène renouvelable.

Le plan hydrogène présenté par **le gouvernement**, ainsi que les travaux menés avec le groupe de travail méthanisation, sont prometteurs et vont dans le bon sens. Le développement des gaz renouvelables est un impératif pour lequel l'appui des pouvoirs publics est indispensable à court terme.

Les signaux et les concrétisations du gouvernement sont les conditions du succès du développement et de la réussite de la transition énergétique.

Que ce soit en matière de simplification, d'appropriation de soutien à la recherche et au développement ou encore de changement d'échelle, les pouvoirs publics peuvent agir vite et à moindre coût.

Quand la volonté est une réalité de part et d'autre, « agir » devient le seul enjeu.

Pour agir, nous défendons ensemble une feuille de route.

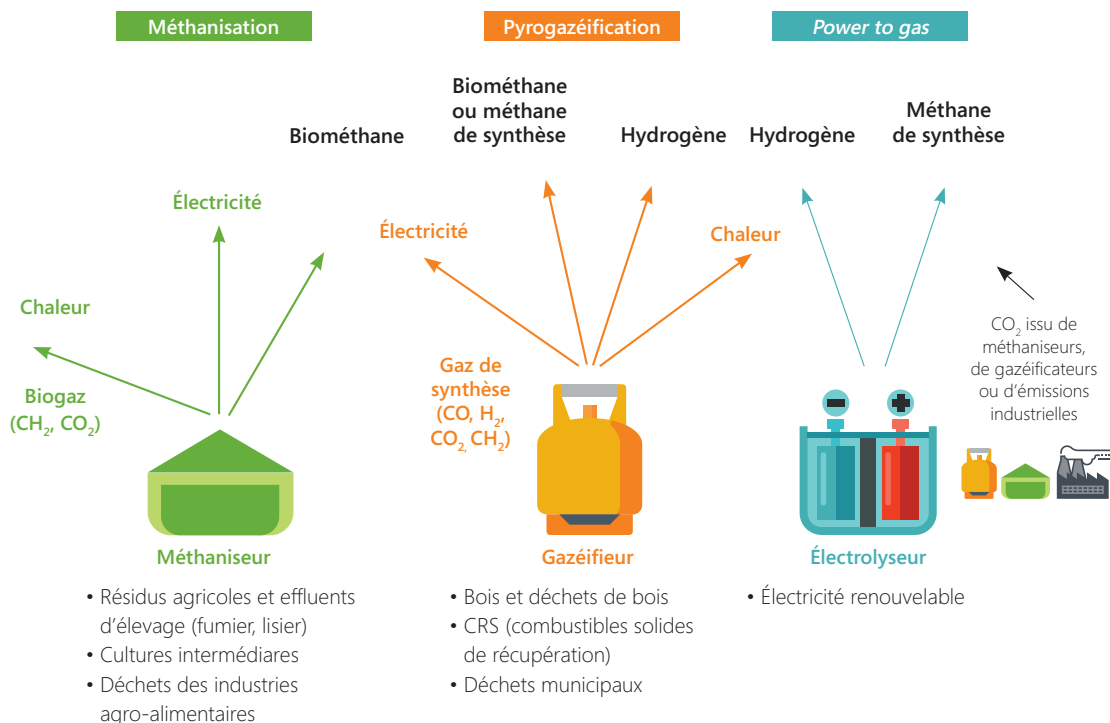
Pour agir, nous nous plaçons du côté de ceux qui veulent une transition énergétique efficace et à moindre coût.

Pour agir, nous soutenons ensemble des leviers pour développer les gaz renouvelables.

La task force « gaz renouvelables »

EDF soutient le développement des gaz renouvelables sur les segments pour lesquels leur usage est le plus efficace (notamment mobilité lourde), mais ne s'associe pas à ce document.

Les différents gaz renouvelables ou de récupération et leur(s) filière(s) de production



LA MÉTHANISATION

La méthanisation est une des filières de production de gaz renouvelables. Exemple parfait d'économie circulaire, le biométhane est produit à partir d'un processus de dégradation de la matière organique : la méthanisation. Il se développe et s'affirme comme une source d'énergie verte ancrée dans les territoires dans lesquels il génère de nombreuses externalités positives.

La filière méthanisation est source de dynamisme économique par la création d'emplois non délocalisables : la montée en compétences de l'ensemble des acteurs sur la chaîne de valeur, la structuration et la professionnalisation progressive de la filière ont permis d'atteindre 2 250 équivalents temps plein directs (pour 5 000 ETP indirects estimés) et un chiffre d'affaires de 600 millions d'euros en 2015. La filière biométhane permet de créer en moyenne 3 à 4 emplois locaux non délocalisables par installation.

Elle apporte un soutien à la filière agricole d'un point de vue agronomique : la méthanisation présente aussi un intérêt pour le secteur agricole avec l'apport de fertilisant organique grâce aux digestats. C'est aussi un débouché pour les cultures intermédiaires qui permettent de protéger les sols mais aussi de maintenir dans ces derniers des éléments indispensables pour l'agriculture. La méthanisation agricole permet aux agriculteurs de mieux gérer leurs effluents d'élevage, tout en bénéficiant de leur valorisation.

Elle accélère la décarbonation du secteur de l'énergie : reconnu comme énergie renouvelable, le biométhane issu des procédés de méthanisation a une empreinte carbone estimée à 23,4 g CO₂/kWh¹, soit dix fois moins que le gaz naturel. L'injection de biométhane a permis l'économie de 90 000 tonnes de CO₂ en 2017 et permettrait l'économie de 1 740 000 tonnes de CO₂ en 2023².

En 2015, la loi de transition énergétique a fixé un objectif de 10 % de gaz renouvelable injecté dans les réseaux en 2030. Au 1^{er} juillet 2018, 59 sites injectent du biométhane en France, les réservations de capacités s'élèvent à plus de 8 TWh cumulés à fin 2017, soit l'équivalent de l'objectif de biométhane injecté fixé par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour 2023.

Le 26 mars 2018, le gouvernement a présenté les conclusions du groupe de travail sur la méthanisation dont l'objectif est d'accélérer le développement de la filière biométhane. Quinze mesures, saluées par la filière, ont été annoncées autour de 3 grands thèmes : donner aux agriculteurs les moyens de compléter leurs revenus, professionnaliser la filière et accélérer les projets de méthanisation. Il importe maintenant de mettre en place rapidement ces mesures qui nécessitent parfois d'être complétées par quelques dispositifs réglementaires et fiscaux.

Pour permettre, voire accroître le développement de la filière méthanisation, plusieurs leviers fiscaux, financiers ou encore réglementaires peuvent être activés.

¹ « Évaluation des impacts GES de l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel », Quantis et ENEA, 2017.

² « État des lieux du biométhane en France », étude ENEA 2017, Biogaz Vallée, Cryopur, GRDF, GRTgaz, Meridiam, Téréga, Total.

11 LEVIERS

POUR STRUCTURER LA FILIÈRE BIOMÉTHANE



AGIR SUR LE FINANCEMENT DES PROJETS

Les difficultés rencontrées par les agriculteurs pour obtenir un emprunt bancaire conjuguées au manque de visibilité fiscale sont deux freins majeurs au développement du biométhane.

LEVIER 1

— PÉRENNISER L'EXONÉRATION DE LA TAXE INTÉRIEURE DE CONSOMMATION SUR LE GAZ NATUREL (TICGN) POUR LE BIOMÉTHANE

Pourquoi ? Depuis la loi de finances 2017, l'exonération de la TICGN s'applique au biométhane qu'il soit injecté ou non dans les réseaux.

Comment ? Il s'agit d'intégrer dans l'article 266 quinquies en son 7° que cette exonération est pérenne.

À quel coût ? Le coût annuel resterait inchangé à celui estimé lors de l'élaboration de la loi de finances (de l'ordre de 4 millions d'euros) et resterait compensé par la hausse de la TICGN. L'exonération représente un montant de l'ordre de 4 millions d'euros en 2018 et de 1,3 milliard en 2030³ à mettre en relation avec une valeur de la TICGN à l'heure actuelle de 1 milliard⁴.

LEVIER 2

— ANNUALISER LE CALCUL DU DÉPASSEMENT DE LA CAPACITÉ MAXIMALE (CMAX)

Pourquoi ? Les tarifs d'achats sont garantis jusqu'à une certaine production mensuelle pour l'agriculteur. Au-delà, les tarifs ne sont plus assurés. Ce fonctionnement n'est pas adapté à des productions dépendantes des saisons.

Comment ? Le tarif de référence doit être calculé sur une moyenne annuelle de débit de biométhane injecté et non mensuelle.

À quel coût ? Le coût serait quasi nul puisque l'annualisation permettrait uniquement d'étaler les productions exceptionnelles sur les mois où la production est faible. Elle permettrait aussi de compenser les périodes de dysfonctionnement.

LEVIER 3

— PERMETTRE L'UTILISATION DES POTENTIELS DE PRODUCTION NON EXPLOITÉS

Pourquoi ? Le gisement agricole mobilisable est souvent situé dans des zones rurales éloignées des réseaux de gaz naturel. Deux situations peuvent être constatées :

- le potentiel est proche du réseau mais sur des mailles saturées sur lesquelles le biométhane ne peut être injecté qu'en période de faible production ;
- le potentiel est trop éloigné du réseau, le raccordement est trop onéreux.

³ Sur la base d'une production de 70 TWh de biométhane (vision des opérateurs de réseaux et du SER) et d'un coût de la TICGN de 18,51 euros/MWh.

⁴ Ministère de la Transition écologique et solidaire, donnée 2016.



Comment ?

- Concernant le potentiel proche du réseau, des solutions technologiques sont en cours de développement pour maximiser la capacité d'injection : rebours par rapport au flux normal du gaz vers un réseau de pression supérieure et/ou un site de stockage de biométhane temporaire notamment.
- Concernant le potentiel trop éloigné du réseau, le « gaz porté » est une solution. Cela consiste à transporter du biométhane par voie routière pour une injection sur des réseaux de gaz disposant d'une plus forte capacité d'accueil du gaz vert. Pour développer le « gaz porté », deux solutions peuvent être retenues : assurer un tarif d'injection qui doit être celui du point de chargement sur l'unité de méthanisation et pas celui du point collectif d'injection (le camion doit être considéré comme la continuité du réseau pour déterminer le prix d'injection) et lancer un appel à projet « biogaz porté » pour lancer cette filière nouvelle.

À quel coût ? Le coût de l'adaptation des réseaux s'élèverait à 3 euros/MWh. Sur le « gaz porté », entre 15 et 20 euros/MWh.

LEVIER 4

— PÉRENNISER VOIRE ALLONGER LA PÉRIODE D'ACHAT DU BIOMÉTHANE DE 15 À 20 ANS (EN COHÉRENCE AVEC LA DURÉE DE VIE DES INSTALLATIONS)

Pourquoi ? Cela permettra de donner de la visibilité et de la stabilité aux agriculteurs/investisseurs et de motiver leurs investissements. Les banques auront également une garantie supplémentaire pour accorder des emprunts.

Comment ? Les tarifs d'achat rassurent les investisseurs et les banques. Il est donc important d'augmenter de 5 ans la durée des tarifs d'achat avec éventuellement un plafonnement par nombre d'heures de fonctionnement les 5 dernières années, sur le modèle appliqué à la cogénération (arrêté du 24 février 2017 modifiant la durée des contrats d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz).

À quel coût ? Le seul coût supplémentaire sera celui des 5 dernières années.

LEVIER 5

— CONFORTER LE SYSTÈME FRANÇAIS DES GARANTIES D'ORIGINE BIOMÉTHANE JUSQU'À CE QUE LA FILIÈRE SOIT MATURE

Pourquoi ? D'une part, la filière a besoin d'être soutenue par les fournisseurs. Et d'autre part, cela permet la mise en place de boucles locales entre production et consommation de biométhane.

Comment ? Il s'agit de faciliter le développement de la filière en permettant aux fournisseurs d'être partie prenante à son émergence. Ainsi, en octroyant la garantie d'origine à l'acheteur de biométhane, cela incite les fournisseurs d'énergie à investir dans le développement des projets de méthanisation, dont l'émergence rapide est une condition clé pour l'atteinte des objectifs ambitieux – à court et moyen terme - de la PPE et de la loi de transition énergétique. De plus, cela permet aux fournisseurs de collaborer avec les producteurs pour mettre en place des systèmes locaux d'achat et de vente des garanties d'origine.

À quel coût ? Le coût du maintien du système français de garanties d'origine serait nul.



AGIR SUR L'APPROPRIATION DES PROJETS

L'installation des unités de méthanisation sur les territoires doit prendre en compte les spécificités de chaque lieu et des habitants. Pour cela, les parties prenantes doivent être associées aux projets en amont.

LEVIER 6 — ASSURER UNE FORMATION COMPLÈTE POUR LES AGRICULTEURS

Pourquoi ? La mise en place des projets et leur gestion quotidienne nécessitent d'être accompagnées.

Comment ? Il s'agit de délivrer des formations aux agriculteurs qui veulent monter un dossier pour les accompagner du montage du projet à la mise en oeuvre. À ce titre, l'agriculteur qui suivrait les formations dispensées par l'Association des méthaniseurs de France et adhérerait à leur charte pourrait obtenir une certification qui aiderait à rassurer les parties prenantes (agriculteurs, habitants, banques).

À quel coût ? À titre d'exemple, le coût d'un remplacement/renfort pendant environ 6 mois en exploitation agricole spécifiquement sur une unité de méthanisation coûte environ 21 000 euros.

LEVIER 7 — EXPLIQUER LES ENJEUX DIRECTS ET LES EXTERNALITÉS POSITIVES

Pourquoi ? L'acceptation sociale des unités de méthanisation dépend souvent de l'explication des apports du projet à la population. Les enjeux directs sont principalement une limitation des émissions de CO₂. Les externalités positives sont les apports aux sols, les emplois, l'indépendance énergétiques, les coûts...

Comment ? La mise en place de campagnes de communication nationales et locales sur les gains des projets pour les populations voisines serait un bon vecteur.

À quel coût ? Le coût varierait en fonction de la campagne de communication mise en oeuvre.

LEVIER 8 — ASSORTIR LE FINANCEMENT PARTICIPATIF D'UNE INCITATION FISCALE

Pourquoi ? Le financement des projets de méthanisation par des acteurs locaux permet une meilleure acceptation et une prise en compte des spécificités locales.

Comment ? La mise en place de systèmes de financement en ligne ouverts aux riverains des projets, aussi bien acteurs publics (communes) que particuliers, favorise une meilleure acceptation. Pour développer cette pratique, des incitations fiscales doivent être mises en place.

À quel coût ? Le coût pour la collectivité serait à déterminer en fonction du succès de la démarche participative.



AGIR SUR LA SIMPLIFICATION DES PROJETS

La simplification vise à accélérer la massification et la baisse des coûts des projets.

LEVIER 9

— METTRE EN PLACE UN PILOTAGE ET UN SOUTIEN À LA STRUCTURATION DE LA FILIÈRE INDUSTRIELLE

Pourquoi ? Il s'agit de rassembler les acteurs industriels pour optimiser le développement de cette filière d'avenir et atteindre *in fine* le même niveau de compétitivité que le gaz naturel.

Comment ? Des actions sur la garantie qualité et la standardisation de la filière sont à porter par le comité stratégique de filière récemment mis en place. À court terme, la standardisation et la mise en place d'une garantie qualité vont probablement engendrer des surcoûts avant de s'inscrire dans la trajectoire cible de baisse des coûts (les effets de standardisation pourraient engendrer une baisse de 10 % des coûts complets). La démarche de la filière nécessite un soutien sur la période de structuration qui pourrait se traduire par des exonérations fiscales.

À quel coût ? Le coût dépend de l'implication des entreprises sur ce segment. Il faut noter qu'il s'agit bien d'un soutien temporaire, permettant d'inciter les entreprises.

LEVIER 10

— SIMPLIFIER, RACCOURCIR ET FLUIDIFIER LA MISE EN PLACE ET LA GESTION DES PROJETS

Pourquoi ? Deux points sont cruciaux :

- les délais de mise en œuvre des projets déjà trop longs sont parfois allongés de 2 à 3 ans ;
- le montage et la gestion quotidienne des projets peuvent être complexes.

Comment ? Deux solutions peuvent être mises en œuvre :

- il s'agit de limiter le nombre de recours à un seul recours administratif pour réduire les délais d'instruction des dossiers ;
- de plus, un guichet unique pourrait être mis en place pour faciliter le montage et la gestion des projets.

À quel coût ? Pas de coût supplémentaire *a priori*, voire même une optimisation des coûts administratifs liée à la mise en place du guichet unique.

LEVIER 11

— CLARIFIER LE MÉCANISME ACTUEL DE RÉVERSION PAR LES FOURNISSEURS DE LA VALORISATION DE LA GARANTIE D'ORIGINE VERS LA CAISSE DES DÉPÔTS ET CONSIGNATION

Pourquoi ? Pour promouvoir le biométhane et faciliter son développement, les commercialisateurs jouent un rôle clé. Le déploiement des offres « gaz vert » est rendu possible par la traçabilité du biométhane (mécanisme de garantie d'origine) et grâce à la compensation des surcoûts de l'achat de biométhane par la Caisse des dépôts et consignations (CDC). Le commercialisateur remet à la CDC un pourcentage de 75 % de la valorisation qu'il fait des garanties d'origine (rien pour un usage bioGNV). Dans le cas d'une intégration dans une offre commerciale, cette valorisation est calculée « *en comparant les offres commerciales classiques avec les offres commerciales intégrant une part de biométhane* »⁵. Or, pour le marché « B to C », l'offre dite « classique » n'est pas définie précisément. Ce calcul est donc subjectif, difficilement opposable (notamment avec la disparition des tarifs réglementés de vente du gaz). Cette situation freine les fournisseurs de gaz dans leur rôle de promotion du biométhane auprès du grand public. Ainsi, afin de favoriser le déploiement des offres « gaz vert », il convient notamment de clarifier la notion de l'offre commerciale « classique ».

Comment ? Cette clarification doit se faire en lien direct avec la CRE.

À quel coût ? Coût nul.

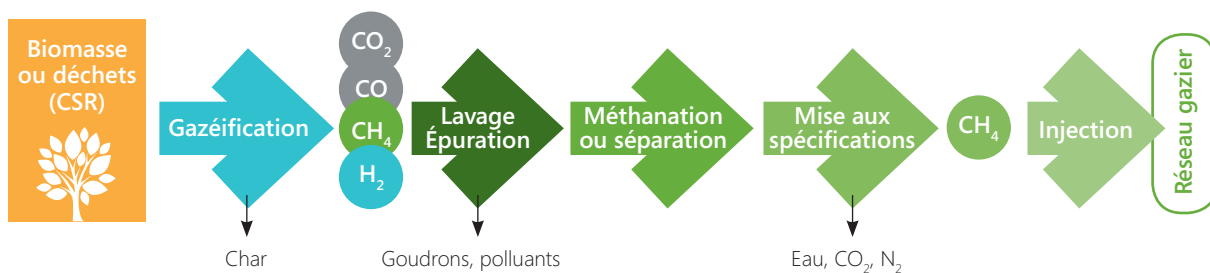
⁵ Annexe 3 de la délibération de la CRE du 09/10/2013 portant sur une proposition relative aux charges de service public liées à l'achat de biométhane et à la contribution pour 2014.

LA PYROGAZÉIFICATION

La pyrogazéification est une filière qui permet de produire du gaz renouvelable (biométhane de synthèse) à partir d'une grande variété de ressources locales telles que des résidus de bois, des sous-produits agricoles secs ou des combustibles recyclés type CSR⁶. C'est une alternative innovante à l'incinération et à l'enfouissement des déchets pour des matières plus difficiles à traiter et peu ou mal valorisées jusqu'ici.

Le biométhane de synthèse est injectable dans les réseaux gaziers et aide à décarboner le secteur des usages domestiques, du transport et des usages industriels et tertiaires. Les études réalisées montrent que la production de biométhane de synthèse par pyrogazéification de la biomasse bois permettra de réduire les émissions de carbone de 180 g CO₂ / kWh par rapport au gaz naturel. Elle est également performante en termes de qualité de l'air : traitement des poussières, diminution des émissions de polluants locaux.

Le procédé de pyrogazéification



Source : « Panorama du gaz renouvelable en 2017 », GRDF, GRTgaz, SPEGNN, SER, Teréga.

Le potentiel technique de pyrogazéification existe : d'après l'étude Ademe (« Vers un mix gaz 100 % renouvelable en 2050 ? », 2018), un gisement d'intrants de l'ordre de 230 TWh en 2050 (majoritairement bois et dérivés) sera techniquement mobilisable grâce à de nouvelles pratiques comme la sylviculture dynamique et d'autres ressources biomasse. En fonction des arbitrages réalistes sur les intrants, de la complémentarité des usages du bois et de la biomasse à développer, cela pourra représenter de 65 à 140 TWh de biométhane de synthèse injectable dans les réseaux à cet horizon.

Le coût de production du biométhane de synthèse est compris entre 90 et 120 euros / MWh pour des projets commerciaux (majoritairement entre 4 et 15 MW). Ce coût de production est cohérent avec les projets réalisés et en cours de construction en Europe. Ce coût de production pourra diminuer grâce à des effets d'échelle et les effets d'apprentissage.

La pyrogazéification est une filière à haut rendement énergétique qui s'appuie sur un ensemble de briques technologiques matures et pour la plupart capables d'être déployées à l'échelle industrielle. Des projets commerciaux ont été inaugurés dans le monde et d'autres sont actuellement en construction.

⁶ Combustibles solides de récupération.

Les plateformes de démonstration existantes en France, Gaya à Saint-Fons (69), Innov'Energy à Nantes (44), ou ETIA à Compiègne (60) - et d'autres très bientôt - sont à la disposition de la filière pour optimiser la combinaison des briques techniques qui composent la chaîne jusqu'à l'injection, et pour assurer la flexibilité des procédés à des mix d'intrants (du bois biomasse aux CSR) pour la production de biométhane de synthèse.

Pour lancer la filière française, il est nécessaire de :

- soutenir la mise en place de premiers projets de taille commerciale. Ces premiers projets auront pour objectif de définir le cadre réglementaire lié à la question de la qualité gaz et à l'autorisation d'injection associée, nécessaire à la généralisation de l'injection de gaz issu de cette filière et définir le cadre réglementaire lié à la classification ICPE ;
- soutenir le développement d'une filière française au regard de l'investissement actuel des équipementiers présents sur le territoire. Cela contribuera à l'émergence de nouvelles solutions techniques telles que la méthanation biologique qui offre des perspectives de baisse de coûts significatives.

Dans ces conditions, les premiers projets pourraient se concrétiser vers 2021.

À l'horizon 2030, la filière estime que le potentiel de production de biométhane de synthèse issu des procédés de pyrogazéification est compris entre 10 et 20 TWh / an⁷, ce qui représenterait 1,8 à 3,6 millions de tonnes de CO₂ évitées.



⁷ « Panorama du gaz renouvelable 2017 », GRDF, GRTgaz, SER, SPEGNN, Teréga.

3 LEVIERS

POUR STRUCTURER LA PYROGAZÉIFICATION



SOUTENIR LA FILIÈRE

Dès maintenant, la filière « injection de biométhane de synthèse » a besoin de dispositifs de soutien économiques et réglementaires incitatifs pour se développer, à l'instar des mesures déjà prises pour développer la filière méthanisation ainsi que d'autres énergies renouvelables.

LEVIER 1

— CRÉER UN MÉCANISME DE SOUTIEN DÉDIÉ AU LANCEMENT DE LA FILIÈRE

Pourquoi ? Des projets ont déjà été identifiés en région pour cette filière émergente. Il est nécessaire d'aider financièrement des industriels qui souhaitent se lancer, en mettant en place un mécanisme de soutien sur une durée de 10 à 15 ans.

Comment ? Ce mécanisme pourrait se baser sur celui élaboré en 2013 pour le développement des énergies marines en France (AMI de l'Ademe) et qui a soutenu 6 projets. Il a été conçu pour assurer le déploiement d'une filière émergente à grande échelle. Il faut noter qu'un cadre réglementaire dérogatoire en lien avec la DGPR* est nécessaire pour ces projets.

Sur la base de ces premiers projets, des travaux parallèles sont à mener pour définir un cadre de soutien plus général à la filière.

À quel coût ? Concernant la filière pyrogazéification, 5 à 6 projets commerciaux combinant taille, technologie et type d'intrants différents seraient pertinents pour amorcer la filière, ce qui peut représenter une enveloppe de l'ordre de 15 à 20 millions d'euros par an⁸.

LEVIER 2

— METTRE EN PLACE UN CADRE RÉGLEMENTAIRE PERMETTANT LE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE

Pourquoi ? Pour permettre le déploiement de la filière au-delà des premiers projets (en cadre dérogatoire), il est nécessaire de travailler dès à présent sur le cadre réglementaire, notamment sur le volet injection, restreint dans les textes aujourd'hui à la digestion anaérobie.

Comment ? Le ministère de la Transition écologique et solidaire peut saisir la Direction générale de prévention des risques (DGPR) pour travailler sur les intrants autorisés pour injection. Un groupe de travail sur le volet « installation classée pour la protection de l'environnement » (ICPE) doit parallèlement être convoqué par la DGPR.

Ces travaux pourront s'appuyer sur les résultats des premiers projets commerciaux.

À quel coût ? Pas de coût supplémentaire.

⁸ Calculée uniquement sur la base d'une aide de type tarifs d'achat sur 15 ans.



LEVIER 3

— SOUTENIR LE DÉMARRAGE DES PREMIERS PROJETS COMMERCIAUX ET POURSUIVRE L'EXPLORATION DE NOUVELLES ALTERNATIVES PAR LA FILIÈRE FRANÇAISE

Pourquoi ? Les technologies de pyrogazéification et de méthanation mobilisées sur la filière « injection de biométhane de synthèse » existent déjà et sont pour la plupart capables d'être déployées à l'échelle industrielle. De nombreuses références sont en effet déjà mises en œuvre pour d'autres applications (traitement des particules, traitement des sulfures...). Des développements de nouvelles technologies sont en cours sur certaines briques de la chaîne de valeur, en particulier par des équipementiers français sur la méthanation biologique. À ce stade de développement et comme toute filière innovante de production d'énergie décarbonée, la filière « injection de biométhane de synthèse » doit se donner les moyens d'explorer de nouvelles alternatives, en particulier pour baisser les coûts de production.

Comment ? En finançant des démonstrateurs de la filière par des organismes comme l'Ademe (via les fonds chaleurs et déchets ou le Programme d'investissements d'avenir (PIA) par exemple), et par les aides locales, régionales ou européennes (fonds d'investissements ciblés). Pour rappel, des plateformes technologiques existent déjà et permettront de tester ces nouvelles briques technologiques (ETIA, Gaya et d'autres à venir).

À quel coût ? Grâce au soutien des pouvoirs publics, la filière pourra envisager à moyen terme une baisse substantielle des coûts de production grâce à des progrès technologiques. Un investissement dans le cadre du PIA de l'ordre de 50 millions d'euros permettra à ces entreprises françaises d'assurer la mise sur le marché d'équipements performants, au meilleur coût.

L'HYDROGÈNE RENOUVELABLE

Gaz léger et naturellement abondant dans l'univers, l'hydrogène est présent notamment dans la composition de l'eau, dans les bioressources et dans les hydrocarbures (pétrole, gaz et charbon). Présenté comme une vraie solution pour la transition énergétique, l'hydrogène suscite un intérêt croissant dans le débat public. En complément des autres vecteurs énergétiques, l'hydrogène a la capacité d'alimenter tous les usages.

L'hydrogène peut être produit selon différents procédés chimiques. Lorsqu'il est produit par **électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable, l'hydrogène peut être considéré comme renouvelable (procédé *power to gas*)**.

L'hydrogène renouvelable est une composante incontournable pour parvenir aux objectifs climatiques français (inscrits dans le plan climat) dans le cadre de la transition énergétique. Il cumule deux atouts majeurs :

- c'est un vecteur d'intégration énergétique : il répond au problème de la variabilité des énergies renouvelables, notamment parce qu'il offre une solution de stockage et de flexibilité ;
- il permet également de décarboner largement les secteurs de l'économie (transport, usages industriels, chauffage et alimentation des bâtiments...).

Le procédé *power to gas* est un ensemble de solutions technologiques permettant de produire de l'hydrogène et/ou du méthane de synthèse - l'hydrogène étant produit par électrolyse de l'eau. L'hydrogène peut être converti en méthane par combinaison avec une source de carbone (généralement du CO₂) : on parle alors de méthanation. Lorsque l'électricité est décarbonée, ou d'origine renouvelable, ces attributs passent à l'hydrogène ainsi que, selon l'origine du CO₂ biosourcé, au méthane produit. Ce procédé permet le couplage des réseaux électrique et gazier lorsque le gaz issu du procédé de *power to gas* est injecté dans les réseaux de gaz naturel. L'accès au réseau de gaz permet de bénéficier des capacités de stockage conséquentes et des infrastructures gazières.

Avec l'augmentation de la part des énergies renouvelables et variables dans le mix électrique, les possibilités de stockage d'énergie offertes par le *power to gas* pourraient contribuer à l'équilibrage du réseau électrique et présenter le meilleur compromis entre une optimisation des coûts et une utilisation au moment opportun de l'énergie verte produite.

Trois démonstrateurs de *power to gas* existent actuellement en France dont le projet Grhyd d'Engie et GRDF à Dunkerque, le projet Jupiter 1000 de GRTgaz et Teréga à Fos-sur-Mer, le projet Méthycentre sur un des sites de stockage de Storengy de la région Centre-Val de Loire. Le *power to gas* se développe aussi à l'étranger, soutenu par des mécanismes de subventions.

L'un des enjeux pour la filière est d'être force de propositions auprès des pouvoirs publics pour concrétiser le déploiement de l'hydrogène renouvelable, appuyer la structuration de la filière hydrogène et déterminer les conditions acceptables d'injection d'hydrogène dans les réseaux.

Pour transformer le potentiel du *power to gas* en réalité, c'est dès aujourd'hui qu'il convient de changer d'échelle dans le déploiement des solutions liées à l'hydrogène renouvelable. La mise en place de projets d'envergure permettra de baisser le coût de l'hydrogène et des solutions technologiques et d'ouvrir les marchés correspondants. La décarbonation de l'industrie et la mobilité constituent les premiers marchés qui permettront de produire de l'hydrogène vert compétitif.

L'évolution de la réglementation, la mobilisation de tous les acteurs et la mise en place de mécanismes de soutien sont ainsi les leviers majeurs à actionner sans attendre.



6 LEVIERS POUR DÉVELOPPER L'HYDROGÈNE

| ADAPTER LA RÉGLEMENTATION

LEVIER 1 — ADAPTER LA RÉGLEMENTATION

Pourquoi ? Les freins réglementaires constituent un obstacle pour un développement significatif de la filière.

Comment ? En mettant en place les actions suivantes :

- travailler avec les acteurs de la filière et la DGPR à l'élaboration d'un arrêté ministériel de prescriptions générales concernant la production d'hydrogène par électrolyse ;
- uniformiser les règles en France, créer des standards à l'échelon national pour faciliter la répliquabilité des solutions déjà validées par une administration ;
- identifier les barrières réglementaires afin de simplifier la législation ;
- définir explicitement l'hydrogène comme vecteur énergétique et l'inclure dans la réglementation relative aux gaz à effet de serre afin de quantifier l'apport de l'hydrogène à la décarbonation du secteur industriel.

À quel coût ? Le coût est nul pour les pouvoirs publics.

| CONTRIBUER AU CHANGEMENT D'ÉCHELLE

LEVIER 2 — LA MISE EN PLACE DE MÉCANISMES DE SOUTIEN OU INCITATIFS EST INDISPENSABLE POUR ASSURER LE CHANGEMENT D'ÉCHELLE DE LA FILIÈRE

Pourquoi ? Pour rendre l'hydrogène renouvelable produit par *power to gas* compétitif par rapport au mode de production basé sur le vaporeformage d'hydrocarbures et également développer la méthanation.

Comment ? Plusieurs mécanismes peuvent se combiner :

- la mise en place d'un système de garanties d'origine ;
- la mise en place d'un fonds opéré par l'Ademe afin d'aider à l'investissement initial dans l'électrolyseur – qui constitue aujourd'hui le frein principal ;
- l'instauration de quotas d'hydrogène vert dans la consommation des industriels - ou *a minima* la prise en compte, dans le bilan carbone des industriels, du CO₂ émis lors de la production de l'hydrogène qu'ils achètent ;
- la prise en charge par les opérateurs gaziers d'une partie des coûts de raccordement au réseau des unités de *power to gas* et la définition d'un nouveau service système dédié au volet stockage assuré par le *power to gas* ;
- l'application du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe) électro intensif aux unités de *power to gas* pour baisser le coût de l'électricité ;
- la mise en place d'un mécanisme de soutien pour le méthane de synthèse, puis la mise en place des tarifs de rachat pour l'hydrogène renouvelable, une fois la faisabilité de l'injection validée ;
- la rémunération des services de flexibilité rendus au système électrique.

À quel coût ? Mis à part le tarif de rachat, les autres propositions sont à coût nul.

LEVIER 3 — COMPLÉTER L'ÉTUDE D'IMPACT DE L'HYDROGÈNE SUR LES INFRASTRUCTURES

Pourquoi ? L'impact de l'hydrogène sur les composants de réseaux a déjà fait l'objet d'études dans le cadre du projet Grhyd en cours et du projet européen Naturalhy finalisé en 2009. Ces travaux doivent être généralisés à l'ensemble des équipements et installations annexes (canalisations, joints, brides, comptages, mesurages, stockages souterrains, appareils domestiques, installations industrielles) et sur les caractéristiques physiques liées au transport de gaz (densité, PCS, perte de charge).

Comment ? Il s'agit d'étudier notamment les impacts technologiques sur l'intégrité, sur la qualité du gaz, les pertes de charges et l'écoulement du mélange dans les canalisations, sur la compression et le stockage et économiques sur le coût du mélange du gaz et l'adaptation des infrastructures.

À quel coût ? L'étude d'impact inclut également une étude des coûts. Les travaux sont en cours chez les gestionnaires d'infrastructures.

LEVIER 4 — APPUYER/SOUTENIR LE DÉVELOPPEMENT DES APPLICATIONS

Pourquoi ? Le développement de l'hydrogène est lié au développement des énergies renouvelables et à la décarbonation de tous les secteurs.

Comment ? Il s'agit de verdir les utilisations industrielles de l'hydrogène, basées aujourd'hui pour la quasi-totalité sur du vaporeformage, soutenir l'utilisation de l'hydrogène dans le cadre de la mobilité « zéro émission », permettre l'intégration de l'hydrogène pour le chauffage et l'alimentation en énergie des bâtiments.

Il faut, à cet égard, tenir les objectifs prévus dans la PPE – par exemple :

- décarbonation de l'hydrogène industriel de 10 % d'ici à 2023 et de 20 à 40 % d'ici à 2028 ;
- développement d'écosystèmes territoriaux de mobilité hydrogène sur la base notamment de flottes de véhicules professionnels ainsi que la construction d'une centaine de stations d'ici à 2023. À l'horizon 2028, la fourchette suivante pourrait être proposée : 20 à 50 000 véhicules légers, 800 à 2 000 véhicules lourds et 400 à 1 000 stations.

À quel coût ? Selon une étude du cabinet McKinsey, le coût serait de l'ordre de 300 millions d'euros par an.

LEVIER 5 — SOUTENIR LA RECHERCHE ET L'INNOVATION

Pourquoi ? Il est nécessaire de poursuivre les efforts de R&D pour accélérer l'industrialisation des technologies et diminuer les coûts. Maintenir une filière d'excellence est également une condition de la place de la France dans la compétition mondiale.

Comment ? Mettre en place des mesures d'accompagnement des pouvoirs publics visant les amorces de marchés et les technologies de rupture :

- accompagner par un programme de soutien à la recherche et l'innovation la structuration des acteurs de la recherche et de l'industrie et les travaux sur les technologies de rupture ;
- mettre en place des partenariats étrangers notamment avec l'Allemagne ou la Chine pour permettre à la France de se positionner comme leader dans la compétition mondiale et offrir des débouchés à l'exportation pour ses industries.

À quel coût ? Un soutien efficace serait de l'ordre de 30 millions d'euros.

ORGANISER LA FILIÈRE

LEVIER 6 — METTRE EN PLACE UN COMITÉ NATIONAL DU DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE HYDROGÈNE

Pourquoi ? L'objectif est de donner une réelle visibilité aux acteurs publics (au niveau national et régional) et privés pour réaliser le changement d'échelle.

Comment ? Le comité pourrait être coordonné par les pouvoirs publics, en lien avec l'Ademe avec l'appui de l'AFG, de l'Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible (Afhypac) et du club *power to gas* de l'Association technique énergie environnement (ATEE). Rassembler les parties prenantes, dans le cadre d'un comité stratégique de filière, permettra de coordonner les politiques et mutualiser les efforts.

À quel coût ? Coût nul.

LEXIQUE

GAZ RENOUVELABLES

Biogaz : la production contrôlée de biogaz porte le nom de méthanisation. Il s'agit d'un procédé de dégradation par des micro-organismes de la matière organique animale et/ou végétale. Il produit un mélange gazeux saturé en eau et constitué de 50 à 65 % de méthane. La matière organique peut provenir de divers secteurs : agricole, industriel, déchets de restauration, déchets de collectivités, gaz issu des installations de stockage des déchets non dangereux, etc.

Biométhane : il s'agit du gaz qui a les mêmes propriétés thermodynamiques que le gaz naturel. Il provient en général de l'épuration du biogaz afin d'être rendu conforme aux prescriptions techniques des opérateurs de réseaux. Le biométhane peut être produit à partir de biogaz de méthanisation ou de syngaz de pyrogazéification.

Combustibles solides de récupération : combustible sec et propre, produit à partir de déchets n'ayant pu être triés et recyclés, produit pour une valorisation énergétique.

Électrolyse : c'est le processus de conversion de l'énergie électrique en énergie chimique. Elle permet par ailleurs, dans l'industrie chimique, la séparation d'éléments ou la synthèse de composés chimiques. L'électrolyse est utilisée dans divers procédés industriels, tels que la production de dihydrogène par électrolyse de l'eau, la production d'aluminium ou de chlore, ou encore pour le placage d'objets par galvanoplastie.

Fonds chaleur : c'est une enveloppe d'aide au financement des installations produisant de la chaleur renouvelable, mise en place en 2009. Le fonds contribue aux objectifs du paquet européen énergie-climat, qui consiste à porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation énergétique nationale d'ici à 2020, puis à 32 % à l'horizon 2030. Pour chaque filière du fonds chaleur (réseaux de chaleur, biomasse, géothermie et solaire thermique), un formulaire simple permet, à tout porteur de projet, de vérifier la compatibilité de son projet avec la méthode fonds chaleur et de déterminer, le cas échéant, le montant d'une aide forfaitaire.

Garanties d'origine : lorsque le biométhane est injecté dans le réseau, il se mélange au gaz naturel, il n'est alors plus possible de les distinguer. Or, pour tous les utilisateurs soucieux de consommer un gaz d'origine renouvelable, il est nécessaire d'assurer la traçabilité du biométhane. C'est le rôle des garanties d'origine : chaque mégawattheure de biométhane injecté donne lieu à l'émission d'une garantie d'origine identifiée, grâce notamment à son lieu de production et aux déchets utilisés. Ainsi, l'utilisateur sait que le gaz qu'il consomme correspond à

une quantité de biométhane effectivement produite et injectée dans le réseau de gaz.

Gaz porté : le gaz porté permet d'acheminer le biométhane ou le gaz naturel à l'aide de solution de gaz comprimé ou liquéfié, par transport routier de son point de production à un point d'injection.

Gaz renouvelable : le gaz est renouvelable lorsqu'il est produit à partir de ressources d'origine renouvelables : énergie solaire ou éolienne, biogaz, gaz de synthèse combustible.

GNV : le gaz naturel pour véhicule (GNV) est la dénomination qui regroupe les gaz naturels carburants : gaz naturel comprimé (GNC) et gaz naturel liquéfié (GNL).

Dihydrogène : la molécule H₂ de dihydrogène, constituée de deux atomes d'hydrogène, est communément appelée « hydrogène ». Le dihydrogène n'est pas disponible à l'état naturel et doit être produit par la séparation d'éléments chimiques dont l'atome H est un composant. Il peut être utilisé directement comme combustible, ou combiné avec une molécule de dioxyde de carbone ou de monoxyde de carbone pour produire du méthane.

Méthanation : la méthanation permet de convertir un mélange d'hydrogène et de dioxyde de carbone ou monoxyde de carbone en méthane de synthèse. Le méthane peut alors être injecté dans les réseaux de gaz pour tous les usages habituels du gaz naturel (chauffage, industrie, mobilité).

Méthanisation : la méthanisation est le processus biologique contrôlé de dégradation de la matière organique en absence d'oxygène, grâce à l'activité de bactéries. Le processus de méthanisation permet la production de digestat et de biogaz. Des déchets organiques, des résidus agricoles peuvent ainsi fournir de l'énergie.

Power to gas : le *power to gas* est une chaîne de conversion électrochimique permettant la transformation d'énergie électrique en énergie chimique, sous forme de gaz : hydrogène (H₂) ou méthane (CH₄).

Pyrogazéification ou gazéification : processus qui permet de convertir des matières carbonées ou organiques en un gaz de synthèse combustible (souvent appelé « syngas » ou « syngaz »), composé majoritairement de monoxyde de carbone (CO) et de dihydrogène (H₂). Elle peut être suivie d'une étape de méthanation pour la production de biométhane.



AFG
8, rue de l'Hôtel de Ville
92200 Neuilly-sur-Seine
Tél : +33 (0)1 80 21 08 00

Site : www.afgaz.fr

 @gazafg

 AFG Association française du gaz

afg 
association française du gaz