

CONCOURS INTERNE D'INGÉNIEUR TERRITORIAL

SESSION 2023

ÉPREUVE DE PROJET OU ÉTUDE

ÉPREUVE D'ADMISSIBILITÉ :

L'établissement d'un projet ou étude portant sur l'une des options, choisie par le candidat lors de son inscription, au sein de la spécialité dans laquelle il concourt.

Durée : 8 heures
Coefficient : 7

SPÉCIALITÉ : PREVENTION ET GESTION DES RISQUES

OPTION : DECHETS, ASSAINISSEMENT

À LIRE ATTENTIVEMENT AVANT DE TRAITER LE SUJET :

- ♦ Vous ne devez faire apparaître aucun signe distinctif dans votre copie, ni votre nom ou un nom fictif, ni initiales, ni votre numéro de convocation, ni le nom de votre collectivité employeur, de la commune où vous résidez ou du lieu de la salle d'examen où vous composez, ni nom de collectivité fictif non indiqué dans le sujet, ni signature ou paraphe.
- ♦ Sauf consignes particulières figurant dans le sujet, vous devez impérativement utiliser une seule et même couleur non effaçable pour écrire et/ou souligner. Seule l'encre noire ou l'encre bleue est autorisée. L'utilisation de plus d'une couleur, d'une couleur non autorisée, d'un surligneur pourra être considérée comme un signe distinctif.
- ♦ Le non-respect des règles ci-dessus peut entraîner l'annulation de la copie par le jury.
- ♦ Les feuilles de brouillon ne seront en aucun cas prises en compte.

Ce sujet comprend 89 pages.

Il appartient au candidat de vérifier que le document comprend le nombre de pages indiqué.

S'il est incomplet, en avertir le surveillant.

- ♦ Vous répondrez aux questions suivantes dans l'ordre qui vous convient, en indiquant impérativement leur numéro.
- ♦ Vous répondrez aux questions à l'aide des documents et de vos connaissances.
- ♦ Des réponses rédigées sont attendues et peuvent être accompagnées si besoin de tableaux, graphiques, schémas...
- ♦ Pour les dessins, schémas, cartes et plans, l'utilisation d'une autre couleur que le bleu ou le noir ainsi que l'utilisation de crayons de couleur, feutres, crayon de papier sont autorisées.

Vous êtes ingénieur territorial, chargé de missions auprès de la directrice générale des services du syndicat de traitement des ordures ménagères IngétoM. IngétoM assure la compétence traitement des ordures ménagères et assimilées pour 5 établissements intercommunaux regroupant au total 68 communes et 420 000 habitants.

IngétoM exploite en délégation de service public (DSP) une unité de valorisation énergétique (UVE) située sur le territoire de Commaglo, l'une des communautés d'agglomération adhérente du syndicat. L'échéance contractuelle de cette DSP est dans 2 ans. IngétoM dispose de foncier disponible au sein de l'emprise accueillant l'UVE.

Par ailleurs, Commaglo possède une station d'épuration (STEP) sur une emprise mitoyenne de cette UVE. Le dimensionnement nominal de cette STEP, installée sur une parcelle disposant également de ressources foncières, est de 150 000 Equivalents Habitants. La communauté d'agglomération y a d'ores et déjà prévu la mise en œuvre d'une unité de méthanisation des boues.

Dans le cadre de son développement, IngétoM a défini des objectifs stratégiques et opérationnels en vue de lutter contre le réchauffement climatique et de s'y adapter. Les actions visent notamment à améliorer l'efficacité énergétique, augmenter la production d'énergie renouvelable et valoriser le potentiel en énergie de récupération.

Ces actions s'inscrivent parfaitement dans le Plan Climat-Air-Energie Territorial (PCAET) de Commaglo. Le syndicat IngétoM a d'ailleurs activement participé à l'élaboration de ce PCAET.

Dans ce contexte de recherche d'exemplarité, d'innovation et de performances environnementales, IngétoM souhaite mettre en place une production de gaz verts à l'appui des deux équipements que constituent l'UVE et la STEP.

Au regard des composantes multiples d'un tel projet, la directrice générale des services (DGS) a décidé de mener cette démarche en mode projet. Elle vous a désigné chef de projet.

Question 1 (1,5 point)

Après avoir décrit brièvement en quoi consiste le mode projet, vous préciserez les éléments méthodologiques indispensables que doit contenir la lettre de cadrage du projet dont la DGS vous a confié le pilotage.

Question 2 (8 points)

La DGS souhaite disposer d'un état des lieux sur les gaz verts.

- a) Vous rédigerez une note à son attention présentant cette technologie. Celle-ci devra notamment aborder le contexte réglementaire dans lequel s'inscrit un projet de transition énergétique de ce type.

Par ailleurs, vous définirez les 4 procédés de production de gaz verts actuellement identifiés : la méthanisation, la méthanation, la pyrogazéification et la gazéification hydrothermale.

A cet effet, vous établirez également un tableau croisant ces procédés avec les gisements et usages possibles. (4 points)

- b) Pour chacun des 4 procédés précités, vous représenterez par un schéma leur principe de fonctionnement en vous appuyant sur les ouvrages existants, à savoir l'UVE et la STEP.

Chaque schéma devra préciser le gisement ainsi que les valorisations énergétiques et matières. (4 points)

Question 3 (7 points)

Votre note a conforté l'intérêt du Président et de la DGS pour mettre en œuvre une production de méthane par un procédé de méthanation sur l'emprise foncière actuelle de l'UVE. La mise en place d'un électrolyseur sur l'UVE pour la production d'H₂ et d'un méthaniseur sur la STEP permettront le déploiement de cette solution.

- a) Afin de s'appuyer sur un diagnostic pertinent préalablement à la mise en œuvre opérationnelle du projet, vous présenterez une synthèse des atouts, faiblesses, opportunités et menaces d'un tel projet de méthanation. (1,5 point)
- b) Vous préciserez quelles sont les parties prenantes du projet. Après les avoir listées et organisées, vous proposerez un dispositif de gouvernance. (2,5 points)
- c) Vous décrierez les différentes étapes de ce projet de création d'une unité de production de gaz verts par méthanation, depuis le portage jusqu'à l'exploitation.

L'ensemble des composantes du projet devront être développées (techniques, juridiques, organisationnelles...) (3 points)

Question 4 (3,5 points)

Le Président, inquiet de l'appropriation locale d'un tel projet, pour lequel les risques environnementaux et la méconnaissance technique peuvent susciter des craintes fortes des administrés, souhaite engager une large communication auprès des habitants et des usagers. Une réunion publique doit prochainement être organisée à ce sujet.

- a) Vous proposerez une stratégie et un argumentaire afin de préparer cette réunion publique. (2 points)
- b) Vous présenterez des dispositifs de concertation complémentaires en vue de favoriser une coopération plus poussée avec les habitants. (1,5 point)

Liste des documents :

Document 1 : « Gaz renouvelable : un marché à fort potentiel » - *Les Hors-séries de la Gazette n°201909* - octobre 2019 - 3 pages

Document 2 : « Communiqué de presse. France Relance : Appel à projets "écosystèmes territoriaux hydrogène" » (extrait) - *Ademe* - 12 avril 2021 - 2 pages

- Document 3 :** « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? Synthèse de l'étude » - *Ademe* - janvier 2018 - 18 pages
- Document 4 :** « Communiqué de presse. Première étude sur le potentiel de la gazéification hydrothermale en France » (extrait) - *GRT gaz* - 3 octobre 2019 - 1 page
- Document 5 :** « Synthèse. Stratégie Française pour l'Energie et le Climat. Programmation Pluriannuelle de l'Energie 2019-2023 2024-2028 » (extrait) - *Ministère de la transition écologique et solidaire* - 2020 - 4 pages
- Document 6 :** « Gaz verts : renforçons nos synergies » (extraits) - *ATEE* - mars 2021 - 16 pages
- Document 7 :** « Eaux Usées : la méthanation booste la méthanisation » - *Techni-Cités* - novembre 2021 - 1 page
- Document 8 :** « Informer et dialoguer autour d'un projet de méthanisation » (extrait) - *Ademe* - mars 2018 - 20 pages
- Document 9 :** « Dossier de presse. Des boues au méthane, l'usine de dépollution des eaux usées de Lescar devient une véritable station à énergie positive » (extrait) - *Communauté d'agglomération PAU Béarn Pyrénées* - 21 janvier 2022 - 13 pages
- Document 10 :** « Gaz vert : l'innovation à tous les étages » (extrait) - *Environnement magazine n°1795* - mai 2022 - 7 pages

Dans le cadre de sa politique environnementale, la cellule pédagogique nationale privilégie des impressions en noir et blanc. Les détails non perceptibles du fait de ce choix reprographique ne nuisent pas à la compréhension et au traitement du sujet.

Documents reproduits avec l'autorisation du C.F.C.

Certains documents peuvent comporter des renvois à des notes ou à des documents non fournis car non indispensables à la compréhension du sujet.

Produire une énergie verte

Gaz renouvelable

Un marché à fort potentiel

En 2050, la France pourrait être autonome en gaz renouvelable et même exportatrice. Reste à industrialiser les procédés.

Demain, le gaz sera renouvelable. Et pas uniquement sous forme de bioGNV (gaz naturel pour véhicules) comme carburant de substitution au diesel. Des chaudières individuelles aux centrales électriques, 100 % de la consommation française en gaz pourrait être satisfaite par du méthane produit à partir de biomasse, de déchets et d'électricité verte en surplus. Et ce à l'horizon 2050, comme le démontre une étude de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe). Les ressources sont disponibles. L'idée n'est pas nouvelle, mais il faut passer à l'industrialisation des procédés.

En Chine, 17 millions de biodigesteurs transforment déjà, par un procédé de fermentation, le lisier en biogaz pour la cuisson et l'eau chaude sanitaire. La matière fermentée est récupérée pour alimenter les cultures en terreau naturel. C'est la méthanisation. Il existe 514 installations de ce type en France, dont 330 à la ferme, 88 en station d'épuration, 80 dans l'industrie et 16 dans des centres de traitement des déchets ménagers. Mais seules 48 d'entre elles purifient le biogaz pour obtenir du biométhane et sont raccordées aux réseaux de GRDF et de GRTgaz, les autres produisant sur place, par cogénération, de l'électricité et de la chaleur. La

France n'en produit que 0,5 térawattheure (TWh), alors que l'objectif de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) est de 8 TWh en 2023 pour atteindre 10 % de gaz renouvelable en France en 2030.

Les gaziers sont confiants. Quelque 400 projets de raccordement d'installations de méthanisation sont dans les cartons. « Le gaz vert pourrait représenter 10 % de la consommation en 2025 et 30 % en 2030 », assure Didier Holleaux, le directeur général adjoint d'Engie, reprenant à son compte le scénario volontariste du dernier bilan des transporteurs et distributeurs de gaz. « Il faut réviser à la hausse l'objectif de la PPE, prévient Thierry Trouvé, le PDG de GRTgaz. Mais cela suppose de changer de braquet. » Pour atteindre 90 TWh de biométhane en 2030, il faudrait 4 000 sites d'injection et 15 milliards d'euros d'investissements de la part des producteurs. « C'est autant de gaz que l'on n'ira pas chercher au Qatar et aux États-Unis. De quoi réduire le déficit de la balance commerciale de l'ordre de 2 milliards d'euros », a calculé Thierry Trouvé.

À chaque technologie son laboratoire industriel

Gaya pour la gazéification

Inaugurée en octobre 2017 à Saint-Fons (Rhône), l'usine pilote Gaya d'Engie est portée par onze partenaires industriels et académiques afin de tester différents équipements de la gazéification, ainsi que les rendements des biomasses sèches pour la production de biogaz. Les premières injections de méthane sont prévues au cours de l'année. Lancé en 2010, le projet a coûté 60 millions d'euros, dont 18,7 millions supportés par l'Ademe.

Certimetha pour la méthanisation

Bien que la méthanisation soit une technologie mature, il reste encore à optimiser en temps réel les performances des digesteurs et de l'épuration afin de répondre aux spécificités et aux variations des déchets organiques alimentant les sites. C'est l'objectif de la plate-forme de R & D Certimetha, portée par le cluster Biogaz Vallée ainsi que par l'opérateur Evergaz. L'installation et son laboratoire sont en construction à Rosière-près-Troyes (Aube) pour une mise en service l'année prochaine.

Minerve pour la méthanation

En attendant Jupiter 1000 à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône), le démonstrateur industriel power-to-gas de 1 mégawatt coordonné par GRTgaz, l'École supérieure du bois de Nantes a mis en service le pilote Minerve. Il se compose d'un électrolyseur de 12 kilowatts produisant de l'hydrogène qui, en réaction avec du CO₂, génère du méthane de synthèse. Ce dernier alimentera la chaudière gaz de la chaufferie biomasse de l'école et un véhicule roulant au GNV. Le budget s'élève à 1,6 million d'euros.

La baisse des coûts, un enjeu prioritaire

Le gaz vert est aussi un moyen de valoriser les déchets, de stocker de l'électricité verte, de diminuer les émissions de CO₂ de l'agriculture et de trouver un substitut organique aux engrais chimiques. Pas étonnant que l'autonomie en gaz de la France soit devenue le nouveau mantra des gaziers. « Nous pensons que l'objectif de 100 % de gaz renouvelable est atteignable », assure Didier Holleaux. Engie veut prendre 15 à 25 % de parts de marché sur la production du gaz vert à l'horizon 2030. « Nous sommes déterminés à participer au verdissement du gaz, explique Isabelle Kocher, la directrice générale du groupe. La priorité est de faire chuter les coûts de production du biogaz et de l'hy-

Produire une énergie verte

de la standardisation. « Le coût de production du biométhane est de 100 euros par mégawattheure. Il devrait baisser de 30 % d'ici à 2025 en travaillant sur trois postes: le broyage des déchets, les rendements de digestion et l'épuration », explique l'expert de GRDF.

Les transporteurs de gaz sont prêts à aider

TIGF propose des postes d'injection en leasing et pourrait le faire pour l'odorisation et la compression. Via son nouveau centre de R & D Rice, GRTgaz travaille à l'optimisation des postes de rebours pour faire remonter les surplus de biométhane des réseaux de distribution. Car, comme le réseau électrique, celui du gaz doit s'adapter à une production décentralisée. Si la méthanisation utilise un procédé de dégradation par micro-organismes de la matière organique, la gazéification fabrique du méthane de synthèse à partir de biomasse ligneuse (bois, paille...) ou de combustibles solides de récupération comme les plastiques par un procédé thermochimique. Une technologie qui intéresse Engie. « La méthanisation s'est développée dans les fermes. Avec la gazéification, on entre dans une dimension industrielle », observe Bernard Prost, le directeur du programme biogaz d'Engie. Le groupe vient d'inaugurer une usine pilote, Gaya, à Saint-Fons (Rhône).

Le power-to-gas, nouvel eldorado

Ce n'est pas la première en Europe. En Suède, à Göteborg, le projet GoBiGas produit 160 GWh par an de méthane à partir de bois. Aux Pays-Bas, Engie participe au projet Ambigo qui entrera en service en 2020. « Avec Gaya, nous avons démontré la faisabilité de la gazéification, ex-

« La priorité est de faire chuter les coûts de production. On ne pourra pas faire 100 % de biogaz sans gazéification ou gaz de synthèse. »

Isabelle Kocher,
directrice générale d'Engie

Start-up du biogaz à suivre

Cryo Pur

Protégée par sept brevets, la technologie de Cryo Pur permet de produire simultanément du biométhane (ou bioGNL) et du CO₂ liquides à partir de déchets agricoles et de stations d'épuration. Une installation est opérationnelle en Irlande du Nord. Créée en 2015 à Palaiseau (Essonne), la start-up de 28 personnes monte, finance et exploite ses unités en revendant le gaz injectable dans le réseau ou en avitaillant des stations GNL.

BioEnTech

BioEnTech, une spin-off de l'Inra fondée en 2013 à Narbonne (Aude), développe des outils de simulation et de supervision des installations de méthanisation. Leur objectif est d'optimiser le rendement en fonction de la nature et du volume des substrats organiques apportés au digesteur. La start-up, partenaire de la plate-forme technologique Certimetha, travaille aussi sur un capteur infrarouge pour des analyses en temps réel.

Mini Green Power

Née à Hyères (Var) en 2014, Mini Green Power, une start-up de 20 personnes, a mis au point un procédé de gazéification à partir d'une biomasse comportant jusqu'à 50 % d'eau. La maîtrise du contrôle commande du processus de combustion permet de diviser par trois le coût du combustible et rend la gazéification compétitive. Le gaz obtenu, brûlé à l'heure actuelle, pourrait être purifié en méthane et injecté dans le réseau.

plique Bernard Prost. Il faut maintenant essayer de baisser les coûts. » Et mieux maîtriser l'épuration du gaz de synthèse qui sort de la gazéification. « Les scientifiques pensent que l'on pourra viser des coûts de production de 100 euros par mégawattheure », précise Christophe Bellet. Suez y croit. L'entreprise vient d'investir 4,2 millions d'euros dans le groupe Etia et sa filiale Cogebio, qui a développé un procédé innovant de gazéification. Mais il faudra investir beaucoup plus. En 2015, une étude du Conseil national de l'industrie évaluait à 3,6 milliards d'euros les investissements nécessaires pour la création d'une capacité de 3,8 gigawatts, avec 6 000 emplois à la clé en 2030.

Pour atteindre l'autonomie gazière en 2050, il faudra aussi industrialiser le power-to-gas et en baisser les coûts. Une utopie qui fait son chemin. « Dans toute industrie, il faut des rêves et des idées. L'autonomie en gaz est une idée qui fait progresser des technologies comme la méthanation », assure Dominique Mockly, le PDG de TIGF. La méthanation est la production de méthane de synthèse en mélangeant du CO₂ et de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau avec de l'électricité verte. Le CO₂ peut être capté sur les sites indus-

triels, mais aussi dans les installations de méthanisation, comme Audi l'a démontré avec son usine à Werlte, en Basse-Saxe. Là encore les industriels allemands sont en avance, même si c'est un français, Atmosat, filiale du groupe Alcen, qui va fournir le système de méthanation du démonstrateur Jupiter 1000 à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône) lancé par GRTgaz et TIGF, le CEA, la Compagnie nationale du Rhône, RTE et McPhy. « Avec ce démonstrateur, on saura sur quel type d'élément construire la filière industrielle associée et sur quel modèle économique le power-to-gas reposera », explique Dominique Mockly. Réponse pas avant quatre ans.

● Aurélie Barbaux



COMMUNIQUE DE PRESSE

**FRANCE RELANCE / APPEL A PROJETS « ECOSYSTEMES
TERRITORIAUX HYDROGENE » :**
**ACCELERER LA PRODUCTION ET LES USAGES DE
L'HYDROGENE DECARBONE DANS LES TERRITOIRES**
(extrait)

Le 12/04/2021

L'ADEME poursuit la mise en œuvre de la stratégie nationale hydrogène, annoncée le 9 septembre 2020 par la ministre de la Transition Ecologique, Barbara Pompili, et le ministre de l'Economie, des Finances et de la Relance, Bruno Le Maire. Dans ce cadre, l'ADEME accompagne les déploiements d'écosystèmes hydrogène dans les territoires via un appel à projets¹ qui suscite un intérêt croissant des collectivités et acteurs économiques. Il vise à faire émerger les infrastructures de production d'hydrogène bas carbone et renouvelable, alimentant des usages de cet hydrogène dans le domaine de la mobilité ou de l'industrie. Cet appel est doté, à date, de 275 M€ pour la période 2021-2023, dont 75 M€ de financements France Relance.

A travers cet appel à projets, l'ADEME soutient également la consolidation de la filière industrielle française Hydrogène (fabricants ou assembleurs de véhicules, équipementiers, fabricants d'électrolyseurs et de piles à combustible, réservoirs, stations-service...) de façon complémentaire aux autres dispositifs prévus dans le cadre de la stratégie nationale H₂.

Sur la première clôture de l'appel à projets, en décembre 2020, l'ADEME a procédé à une première présélection de 7 projets lauréats, totalisant une demande d'aide de 45 M€ (cf liste ci-après). Ces projets sont en cours d'instruction approfondie et seront contractualisés dans les mois à venir.

La deuxième clôture de l'appel à projets, le 16 mars, a confirmé la dynamique très forte du déploiement de la thématique de l'hydrogène, avec 32 projets candidats encore à instruire, totalisant plus d'1 Mds€ d'investissement prévisionnel :

- La quasi-totalité des régions françaises sont concernées, sur le territoire métropolitain comme en Corse et Outre-Mer ;

¹ [Appel à projets Ecosystèmes territoriaux hydrogène](#)

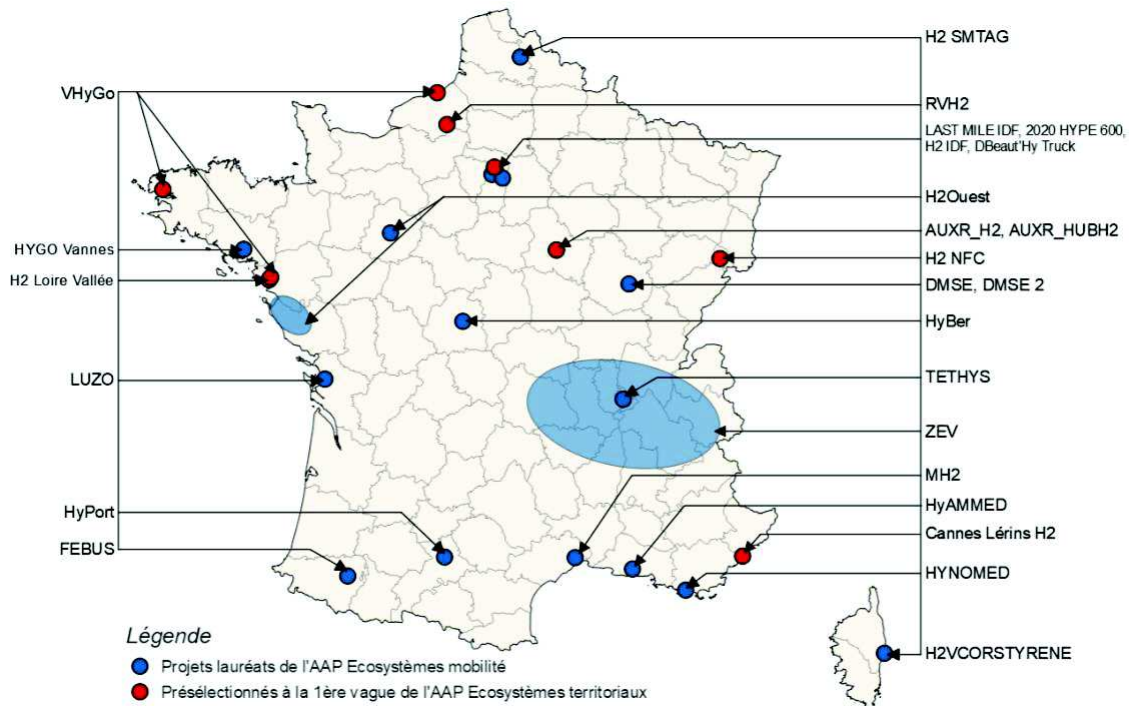
- Les projets concernent des usages de mobilité lourde (bus, bennes à ordures ménagères, véhicules utilitaires, bateaux) ; ils visent aussi à décarboner des usages actuels de l'hydrogène dans les bassins industriels français ;
- Une mobilisation de nombreux acteurs publics (collectivités, régies, syndicats d'énergie) comme privés (énergéticiens, exploitants, opérateurs de transports, industriels), avec l'émergence de projets structurants.

L'ADEME a proposé aux Régions de s'associer à la dynamique de déploiement de ces écosystèmes sur leur territoire. Ainsi, plus de 11 Conseils Régionaux et la Collectivité de Corse² ont d'ores et déjà répondu favorablement à ce partenariat, par lequel l'ADEME et les partenaires s'engagent à favoriser le cofinancement des projets qui seraient conjointement jugés pertinents.

Cette dynamique s'inscrit dans la suite des premiers appels à projets de l'ADEME sur la mobilité hydrogène lancés depuis 2018. Dans ce cadre, **19 écosystèmes ont ainsi été soutenus par l'ADEME pour un montant de subvention de 98 M€.** Cette première génération d'écosystèmes représente déjà :

- 57 stations-service, dont certaines sont d'ores et déjà en fonctionnement ;
- Une production totale d'hydrogène par électrolyse, dans les territoires, de 21,6 MW, soit 3 100 tonnes d'H₂/an ;
- L'alimentation de plus de 2 300 véhicules utilitaires légers et 160 véhicules lourds fonctionnant à l'hydrogène, qui vont se déployer progressivement ;
- Une utilisation quasi exclusive d'électricité renouvelable pour alimenter les électrolyseurs, à partir du réseau ou via des contrats d'approvisionnement directs (PPA).

La carte suivante présente l'ensemble de ces 19 écosystèmes déjà en déploiement, auxquels pourront venir s'ajouter les 7 projets présélectionnés à la récente clôture du nouvel appel à projets de l'ADEME :



(...)

² Auvergne Rhône Alpes, Bourgogne Franche Comté, Bretagne, Centre Val de Loire, Corse, Grand Est, Hauts de France, Normandie, Nouvelle Aquitaine, Occitanie, Pays de la Loire, PACA

UN MIX DE GAZ 100 % RENOUVELABLE EN 2050 ? SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE

ÉDITORIAL

La lutte contre le changement climatique, à la hauteur des ambitions adoptées dans l'accord de Paris, repose sur une transition énergétique réussie. La France a pris des engagements aux niveaux mondial, européen et national pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Le Plan Climat de la France initié en juillet 2017 par Nicolas Hulot, ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire, réaffirme la stratégie volontariste pour la transition énergétique avec des objectifs ambitieux, comme celui d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.

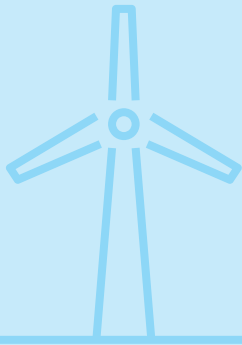


L'ADEME apporte sa contribution en publiant régulièrement depuis 2013 des scénarios énergie-climat. Afin de mettre à jour ces scénarios et d'ouvrir le champ des réflexions, des études prospectives, plus exploratoires, sont conduites pour évaluer des options avec des hypothèses plus ouvertes, sur certains vecteurs ou filières en particulier. Il s'agit alors d'éclairer des possibles, et non d'un scénario de politique publique. Cela permet ensuite à l'ensemble des acteurs de revisiter ces options et d'affiner leur perception de l'avenir pour construire ensemble des visions du futur. La présente étude sur un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 s'inscrit dans la continuité des travaux publiés en 2016 et 2017 sur l'évolution du mix énergétique et concerne la deuxième énergie de réseau la plus consommée en France, le gaz. L'ADEME y a exploré, dans une collaboration fructueuse avec GRDF et GRTgaz, la faisabilité technico-économique d'un gaz d'origine 100 % renouvelable en 2050 en se fondant sur le scénario énergie-climat de l'ADEME 2035-2050. Il ne s'agit pas ici de donner une trajectoire pour atteindre un gaz 100 % renouvelable en 2050 mais bien d'explorer les conditions de la faisabilité, mais également les freins, d'une telle ambition. Les résultats sont ainsi fondés sur des analyses de sensibilités et diverses hypothèses de mix de production de gaz renouvelable.

Au-delà du constat qu'il existe un gisement potentiel théorique de gaz renouvelable pouvant dépasser le niveau de demande proposé en 2050 dans le scénario énergie-climat de l'ADEME 2035-2050, certaines conditions pour atteindre un gaz 100 % renouvelable en 2050 ont été identifiées. Si ces résultats ambitieux incitent à déployer encore plus vite et dès aujourd'hui, les projets de méthanisation agricole, ils soulignent également l'enjeu d'utiliser au mieux les gisements de biomasse en optimisant l'équilibre entre les différents vecteurs énergétiques (chaleur, électricité ou gaz). Ceci confirme que pour rendre notre système énergétique plus durable, il est nécessaire de renforcer les interactions entre les vecteurs énergétiques et d'optimiser leurs synergies et ce à différentes échelles de territoires. Ces acquis contribueront à la mise à jour du scénario énergie-climat de l'ADEME en 2019.

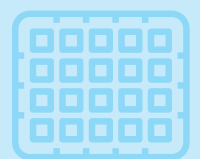
Bruno LECHEVIN





SOMMAIRE

1. Contexte et objectifs	3
2. Déroulé de l'étude	4
3. Résultats	5
3.1. Un potentiel théorique de 460 TWh de gaz renouvelable	5
3.2. Une demande de gaz de 276 à 361 TWh en 2050 peut être satisfaite par du gaz renouvelable dans les quatre scénarios étudiés...	6
3.3. ... pour un coût global d'un gaz 100 % renouvelable compris entre 116 et 153 €/MWh...	8
3.4. ... permettant d'éviter les émissions directes d'environ 63 MtCO ₂ /an	8
4. Enseignements	9
4.1. Un système gazier compatible avec un gaz 100 % renouvelable, avec des évolutions nécessaires	9
4.2. La complémentarité du réseau gaz avec le réseau électrique constitue un facteur clé de succès de l'atteinte d'un mix énergétique fortement renouvelable	9
5. Limites et perspectives	10
6. Méthode et hypothèses	10
6.1. Le scénario de demande de gaz en 2050	11
6.2. Une évaluation des potentiels de production de gaz renouvelable	13
6.3. Une évaluation de l'adaptation du réseau	16





1. CONTEXTE ET OBJECTIFS

Après une première étude menée par l'ADEME sur la place de l'électricité renouvelable dans le mix électrique – qui montre notamment qu'une très forte pénétration d'électricité renouvelable est envisageable sur un plan technico-économique – la présente étude s'intéresse à la deuxième énergie de réseau la plus consommée: le vecteur gaz.

Dans cette période décisive pour la transition énergétique, ce travail mené en partenariat par l'ADEME, GRDF et GRTgaz contribue à la réflexion sur la stratégie volontariste de la France pour baisser ses émissions de CO₂ en maîtrisant sa consommation énergétique et en développant des énergies renouvelables.

Il s'agit ici d'une étude technique à caractère prospectif et non d'un scénario politique.

Les gains d'efficacité énergétique et la baisse de la demande énergétique considérés dans cette étude sont ceux de l'*Actualisation du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050*⁽¹⁾. Ainsi, le niveau de demande finale en 2050 en gaz de réseau est de l'ordre de 300 TWh contre 460 TWh aujourd'hui.

L'objet principal de cette étude est d'analyser les conditions de faisabilité technico-économique d'un système gazier basé à 100 % sur du gaz renouvelable à horizon 2050. Elle cherche à répondre aux questions suivantes:

- **Quelle pourrait être la ressource en gaz renouvelable ou de récupération disponible en 2050 en France métropolitaine? Serait-elle suffisante pour satisfaire la demande de gaz chaque jour et en tout point du réseau?**
- **Quelles évolutions des réseaux ou des filières de production seraient nécessaires?**
- **Quelles sont les contraintes et les marges de manœuvres techniques disponibles?**
- **Quel serait l'impact sur le coût moyen du gaz délivré?**

Périmètre de l'étude :

- L'étude est centrée sur la France métropolitaine: les ressources sont nationales et les possibilités d'importation de gaz renouvelable n'ont pas été prises en compte;
- L'étude est focalisée sur le gaz de réseau: elle n'explore pas tous les potentiels d'augmentation des usages hors réseau de gaz renouvelable (ex: cogénération de biogaz)

ou via des infrastructures tierces (ex: réseau dédié ou production/consumption décentralisée d'hydrogène)⁽²⁾;

- Cette étude n'identifie pas la trajectoire pour parvenir à 2050;
- Cette étude n'a pas visé l'optimisation du système énergétique global (tous vecteurs, tous usages).

(1) <http://www.ademe.fr/actualisation-scenario-energie-climat-ademe-2035-2050>. Dans la suite du document, il sera nommé « scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 »

(2) Il n'exclut néanmoins pas la possibilité d'injection directe d'hydrogène dans les réseaux de gaz, dans une certaine proportion.





2. DÉROULÉ DE L'ÉTUDE

Le déroulé de l'étude a été le suivant :
(cf. figure 1 et précisions dans le paragraphe 6 - *Méthodes et hypothèses*)

1- Les potentiels théoriques de ressources renouvelables mobilisables correspondant à trois filières de production ont été évalués :

MÉTHANISATION	Production de méthane en utilisant des micro-organismes qui dégradent la matière organique
PYRO-GAZÉIFICATION	Production de méthane à partir de matières organiques, principalement du bois, par un processus thermochimique
POWER-TO-GAS	Production de méthane par électrolyse de l'eau en utilisant de l'électricité renouvelable et méthanation de l'hydrogène produit, en présence de dioxyde de carbone

La présentation des filières est détaillée dans le paragraphe 6.2.1.

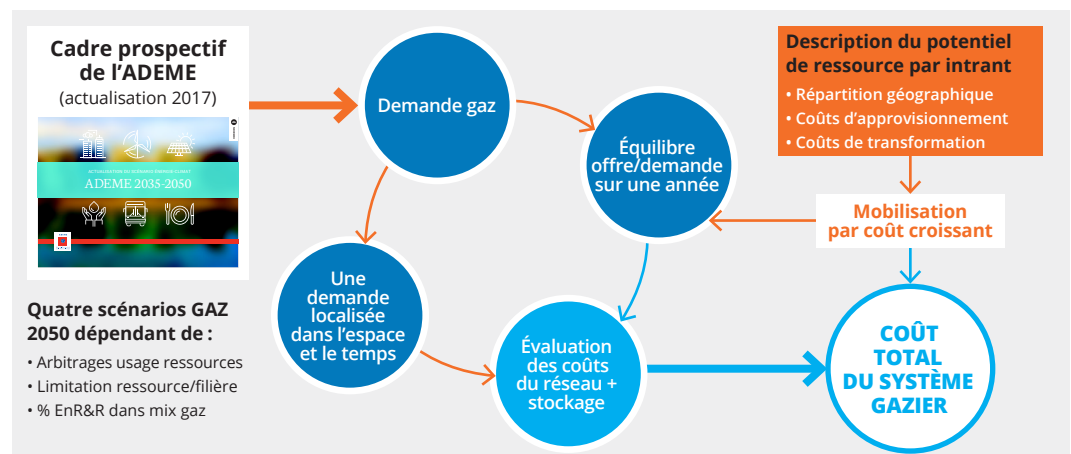
Cette évaluation du potentiel de ressources mobilisables prend en compte des critères de durabilité⁽³⁾.

2- En partant de la demande légèrement ajustée issue du scénario de l'ADEME 2035-2050, le mix de production a été estimé en mobilisant les filières par coûts croissants, tout en intégrant une adaptation nécessaire du réseau de gaz.

3- Quatre scénarios ont été définis pour évaluer différentes hypothèses, en particulier sur les ressources :

- « **100 % EnR&R** » (**Énergies Renouvelables et de Récupération**) : les usages de la biomasse et des ressources sont proches du scénario 2035-2050 de l'ADEME, avec une substitution d'une partie des usages de la cogénération bois et chaleur par du gaz ;
- « **100 % EnR&R avec pyrogazéification haute** » : identique au 100 % EnR&R, mais l'usage gaz est renforcé, en augmentant la production de gaz renouvelable par pyrogazéification à partir d'une ressource bois libérée par un moindre développement de la cogénération bois et du bois énergie pour les réseaux de chaleur. Ce scénario correspond à une demande de gaz augmentée ;
- « **100 % EnR&R avec biomasse limitée pour les usages gaz** » : identique au 100 % EnR&R mais avec une limitation des ressources en biomasse à 80 % de leur potentiel. L'objectif est d'évaluer l'impact d'une difficulté de mobilisation de la ressource (ex: impacts environnementaux ou acceptabilité sociale sous-estimés, etc.) et/ou des difficultés de développement des filières les moins matures ;
- « **75 % EnR&R** » : les usages de la biomasse et des ressources sont proches du scénario 2035-2050 de l'ADEME, le gaz naturel est présent à hauteur de 25 % de la consommation d'énergie finale.

FIGURE 1 : MÉTHODOLOGIE DE L'ÉTUDE



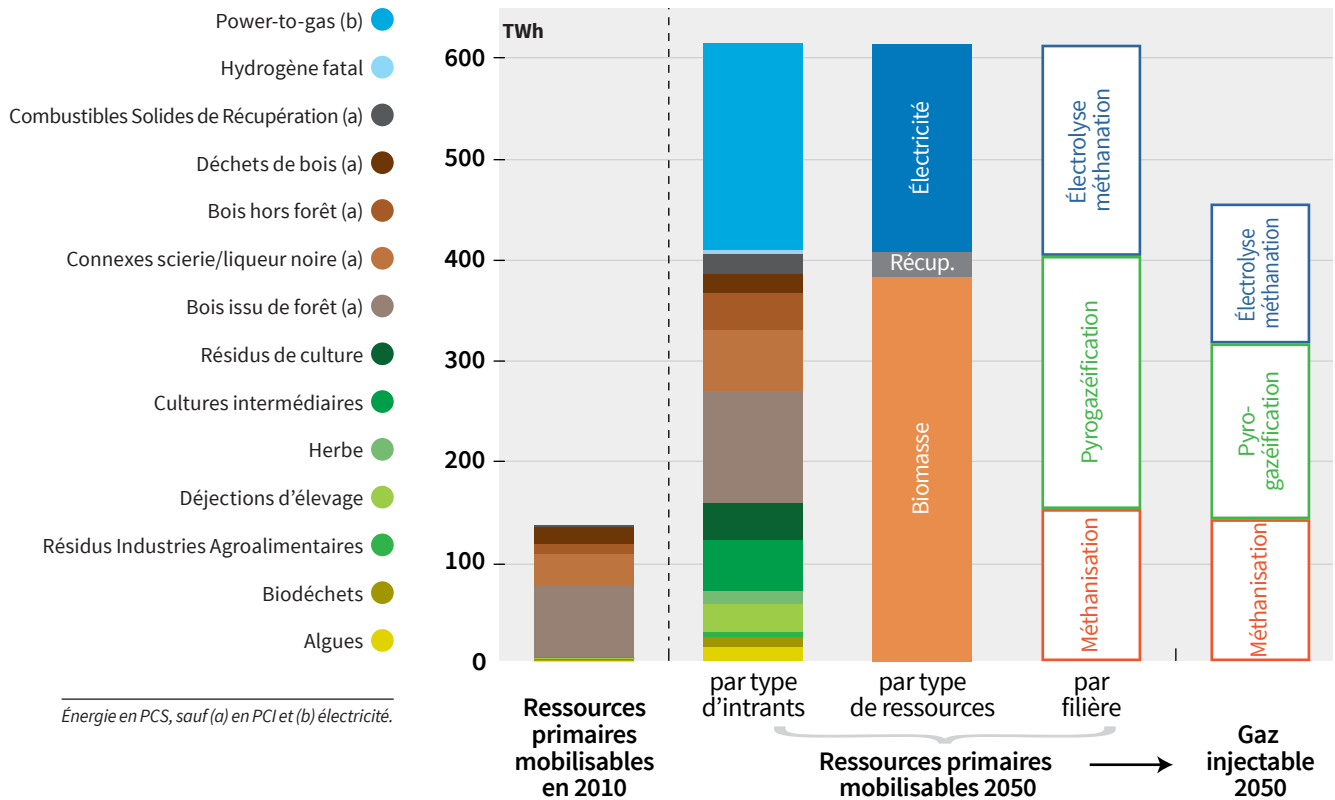
(3) En particulier, les cultures énergétiques dédiées sont exclues et les ressources utilisées n'entrent pas en concurrence avec les usages « matières premières » (agriculture, forêt, industrie du bois et biomatériaux).



3. RÉSULTATS

3.1. Un potentiel théorique de 460 TWh de gaz renouvelable

FIGURE 2 : DISPONIBILITÉ EN RESSOURCES ET PRODUCTION POTENTIELLE



Le potentiel total de ressources primaires renouvelables susceptibles de produire du gaz s'élève à environ 620 TWh. Il n'entre pas en concurrence avec les usages « matières premières » (agriculture, forêt, industrie du bois et biomatériaux) et alimentaires qui restent prioritaires.

Il s'agit d'un potentiel mobilisable avant toute affectation selon des usages énergétiques concurrents (par exemple, le bois énergie peut être utilisé en chaudière) et qui prend en compte les critères de durabilité (les cultures énergétiques dédiées sont ainsi exclues)⁽⁴⁾. Par rapport aux ressources actuellement (2010) mobilisées pour la production d'énergie et potentiellement convertibles en gaz, le potentiel estimé en 2050 est sensiblement augmenté, ce qui suppose de nouvelles pra-

tiques et organisations agricoles et forestières. Les ressources issues de la biomasse représentent alors près de 390 TWh, dont 230 TWh provenant du bois et de ses dérivés, 130 TWh issus de l'agriculture, 15 TWh des biodéchets et des industries agroalimentaires et 14 TWh des algues. L'électricité contribuerait à hauteur de 205 TWh. Les énergies de récupération représentent un peu moins de 25 TWh.

En prenant en compte les rendements de conversion, **le potentiel théorique de ressources primaires identifié pourrait produire jusqu'à 460 TWh_{PCS} de gaz renouvelable injectable :**

- 30 % pourraient être fournis avec la filière mature de méthanisation, qui permet de convertir les intrants d'origine agricole, les

(4) Bien qu'autorisées aujourd'hui à hauteur de 15 % en tonnage.



biodéchets et les résidus d'algues pour produire jusqu'à 140 TWh_{PCS} de gaz⁽⁵⁾⁽⁶⁾ ;

- 40 % pourraient être fournis par la filière pyrogazéification sur le bois et ses dérivés, les combustibles solides de récupération (CSR) et une faible fraction de résidus agricoles, pour produire jusqu'à 180 TWh_{PCS} de gaz⁽⁷⁾ ;

- 30% pourraient être fournis par le power-to-gas dans le contexte d'un mix électrique 100 % renouvelable visant à maximiser la production de gaz de synthèse, soit 140 TWh_{PCS} de gaz⁽⁸⁾.

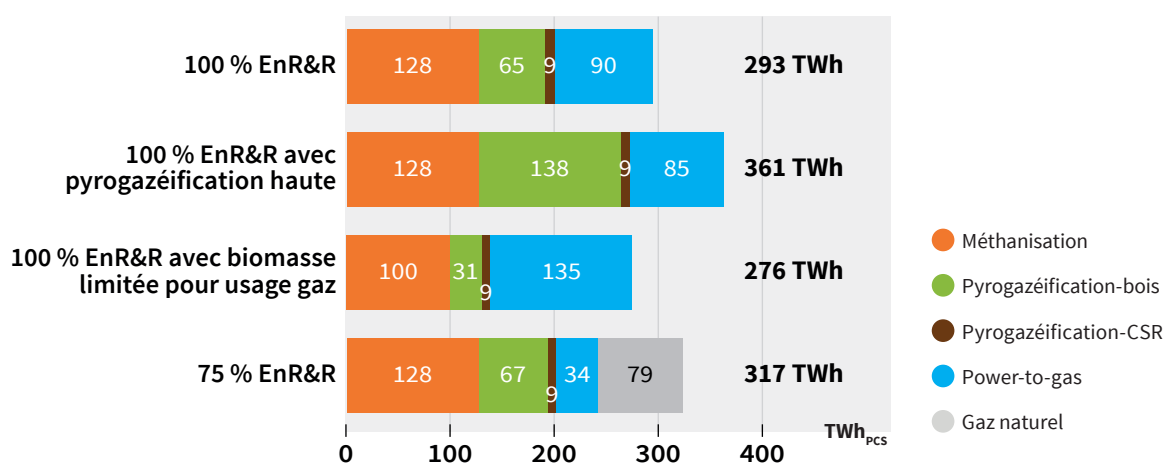
3.2. Une demande de gaz de 276 à 361 TWh en 2050 peut être satisfaite par du gaz renouvelable dans les quatre scénarios étudiés...

En tenant compte des autres usages de la biomasse, le potentiel de 460 TWh_{PCS} de gaz renouvelable injectable est suffisant pour satisfaire la demande de gaz à l'horizon 2050 pour un scénario proche du scénario énergie-climat de l'ADEME (« 100 % EnR&R » avec une demande de 293 TWh) mais également d'un scénario ayant une demande de gaz plus élevée (« 100 % EnR&R avec pyrogazéification haute » avec une demande de 361 TWh).

La demande ajustée (cf. figure 4) pour chacun des scénarios prend en compte différents effets comme les arbitrages des usages de la méthanisation et du bois. En effet, la res-

source disponible pour les filières de valorisation en injection dépend du niveau de mobilisation des autres usages (usage direct ou cogénération). Le mix de production retenu a été défini après ajustement de la demande pour chacun des scénarios et les ressources disponibles (cf. figure 4) ; les ressources sont mobilisées par ordre croissant des coûts (cf. figure 11) : les filières méthanisation et pyrogazéification sont ainsi mobilisées à leur niveau maximum, le power-to-gas, le plus coûteux, est la variable d'ajustement pour le bouclage offre-demande (décrit dans la partie *Résultats* paragraphe 6.4).

FIGURE 3 : MIX DE GAZ RENOUVELABLE DANS LES 4 SCÉNARIOS



(5) Pour les résidus de culture et en particulier les pailles, la méthanisation a été privilégiée à la pyrogazéification car elle permet un retour au sol du carbone stable et des nutriments (dont l'azote).

(6) Rendement de 94 % déterminé par méthane injectable (PCS) / biogaz produit (PCS).

(7) Rendement de 70 % déterminé par méthane injectable (PCS) / intrant (PCI).

(8) Rendement de 66 % déterminé par méthane injectable (PCS) / électricité consommée.



FIGURE 4: AJUSTEMENT DE LA DEMANDE ET SCÉNARIOS D'USAGES DES RESSOURCES DE LA BIOMASSE



Note : Pour chacun des scénarios, la figure 4 présente les ajustements de la demande en gaz, en considérant, d'une part, les différents arbitrages sur l'utilisation des ressources en biomasse (cf. description des scénarios, 2.3.) et d'autre part, l'effet sur le niveau de demande d'un recours plus ou moins important aux filières de pyrogazéification et de power-to-gas (cf. méthode d'ajustement de la demande, 6.1.). Cette figure précise aussi la répartition des ressources en biomasse selon les usages énergétiques.



3.3. ... pour un coût global d'un gaz 100 % renouvelable compris entre 116 et 153 €/MWh...

Le coût total du MWh de gaz consommé, c'est-à-dire la somme des coûts de production⁽⁹⁾ et des coûts du réseau et stockage, varie de 105 (pour le scénario « 75 % EnR&R ») à 153 €/MWh (pour le scénario « 100 % EnR&R avec biomasse limitée pour les usages gaz ») – cf. figure 5. Ces coûts sont comparables aux 120 à 130 €/MWh évalués pour l'électricité dans l'étude *Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations* (2015)⁽¹⁰⁾.

Les coûts du réseau et du stockage ne représentent qu'une faible part : 15 à 20 % du coût total (entre 20 et 23 €/MWh). **En particulier, les seuls coûts de raccordement, incluant des besoins limités de renforcement du réseau de distribution et les installations de rebours, sont d'environ 3 €/MWh.**

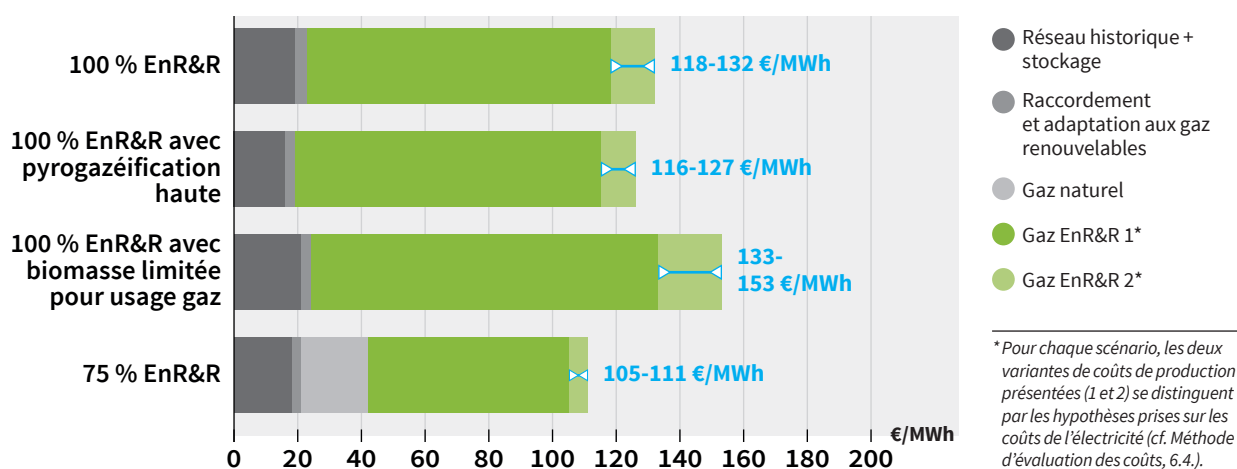
Malgré une demande de gaz 23 % supérieure par rapport au scénario « 100 % EnR&R », une plus forte mobilisation des ressources biomasse vers des usages gaz dans le scénario

« 100 % EnR&R avec pyrogazéification haute » n'induit pas de différences significatives sur les coûts. Cela s'explique par une sollicitation plus importante de la filière pyrogazéification qui a un coût de production plus faible que le power-to-gas.

Le scénario « 100 % EnR&R avec biomasse limitée pour les usages gaz » permet également d'atteindre un gaz 100 % renouvelable, mais avec un coût plus élevé d'environ 15 % par rapport au scénario « 100 % EnR&R ». Ce surcoût est induit par le recours accru à la filière power-to-gas pour compenser une moindre utilisation des filières biomasse pour les usages méthanisation et pyrogazéification (limite à 80 % du potentiel).

Enfin, le scénario « 75 % EnR&R », qui garde dans son mix 25 % de gaz naturel, présente un coût plus faible de 10 à 20 % considérant une taxe carbone de 200 €/tCO₂ en 2050⁽¹¹⁾.

FIGURE 5 : COÛT TOTAL DU MWh DE GAZ CONSOMMÉ



3.4. ... permettant d'éviter les émissions directes d'environ 63 MtCO₂/an

Ces scénarios 100 % renouvelables permettraient d'éviter les émissions directes d'environ 63 MtCO₂/an⁽¹²⁾, ce qui représente 12,6 milliards d'euros pour une valeur tutélaire du carbone de 200 €/tonne de CO₂

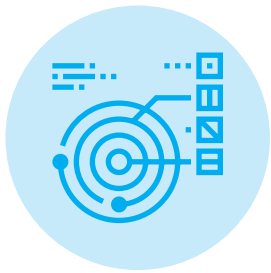
en 2050. Les émissions évitées seraient de l'ordre de 45 MtCO₂/an pour le 75 % EnR&R. Cette estimation n'intègre pas les modifications éventuelles du puits de carbone.

(9) Les coûts de production des gaz renouvelables sont détaillés dans la partie 6.4.

(10) <http://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>.

(11) Le prix du gaz naturel en 2050 est considéré à 42 €/MWh_{PCS}, hypothèse identique à l'étude sur ADEME, ARTELYS, ARMINES-PERSEE et ENERGIES DEMAIN, *Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimization*, 2015. Ce prix est estimé d'après World Energy Outlook. La taxe carbone à 200 €/tCO₂ réhausse ce prix de 44 €/MWh_{PCS} soit un prix de 86 €/MWh_{PCS}.

(12) Émissions d'un scénario où la demande de référence (286 TWh) serait alimentée à 100 % par du gaz naturel. Le chiffre de 63 MtCO₂ tient compte d'un facteur zéro d'émission du biométhane. Avec un facteur de 23,4 g/kWh environ, les baisses d'émission estimées seraient de 56 MtCO₂.



4. ENSEIGNEMENTS

4.1. Un système gazier compatible avec un gaz 100 % renouvelable, avec des évolutions nécessaires

La production massive de gaz renouvelable impliquera une gestion plus décentralisée du réseau qu'aujourd'hui :

- l'étude montre qu'il est possible de collecter la majeure partie des ressources disséminées en milieu rural, sans recourir massivement à du gaz porté ou à d'autres solutions innovantes et non matures : le coût des réseaux de collecte à construire représente une faible part du coût global (2 à 3 %),
- différentes solutions technologiques existent déjà pour rendre le réseau de gaz bidirectionnel (rebours, maillage), l'anticipation et l'optimisation de leur déploiement permettront de maîtriser les coûts,
- les infrastructures de transport et de stockage restent des éléments clés pour assurer l'équilibrage offre demande, notamment lors des pointes de froid.

Au regard de l'évolution des ressources à mobiliser pour atteindre le 100 % gaz renouvelable, des changements seront également nécessaires au-delà du système gazier :

- dans le secteur agricole, avec notamment la généralisation des cultures intermédiaires et de la méthanisation comme outil énergétique et agronomique,
- mais aussi dans le secteur forestier et l'industrie du bois, avec le développement d'une sylviculture dynamique et durable (bilan carbone positif, maintien de la biodiversité) respectant la hiérarchie des usages (bois matière puis bois énergie).

4.2. La complémentarité du réseau gaz avec le réseau électrique constitue un facteur clé de succès de l'atteinte d'un mix énergétique fortement renouvelable

Cette étude vient conforter le fait qu'à fort niveau de production d'énergie renouvelable, les systèmes gaziers et électriques interagiront fortement et vont évoluer conjointement :

- Le power-to-gas permettra d'apporter un stockage inter-saisonnier de l'électricité et une optimisation géographique du système électrique via les infrastructures de

transport et de stockage du réseau gazier. Il permettra également de fournir une source supplémentaire de gaz renouvelable pour le vecteur gaz (de 34 à 135 TWh_{PCS}).

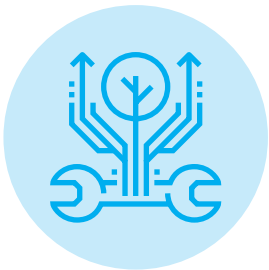
- Le gaz renouvelable contribuera à l'équilibre du système électrique fortement renouvelable avec des centrales thermiques de pointe alimentées par du gaz renouvelable (de 10 à 46 TWh_{PCS} selon les scénarios).





5. LIMITES ET PERSPECTIVES

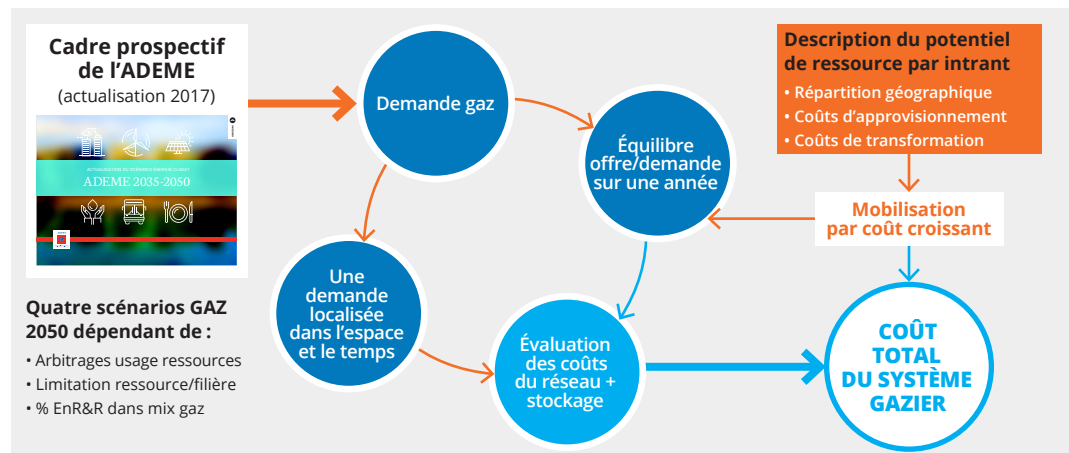
- Cette étude n'est pas une optimisation globale du système énergétique, l'étude ne donne pas la part de gaz renouvelable optimale techniquement et économiquement sur la base d'objectifs climatiques ou environnementaux fixés. La consommation finale en usages et volumes annuels est une donnée d'entrée de l'étude, provenant du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050. Le bouclage macroéconomique sera réalisé ultérieurement par l'ADEME pour 2019.
- L'étude ne modélise pas la trajectoire temporelle de transition entre la situation actuelle et les scénarios présentés.
- Les hypothèses prises pour définir les potentiels des différentes ressources, en particulier celles de la biomasse, comportent des incertitudes (évolution des systèmes agricoles et forestiers, acceptabilité sociale des projets, bilan environnemental des filières...) qu'il est nécessaire de continuer d'évaluer pour les conforter.
- L'étude n'évalue pas un certain nombre d'externalités. Par exemple, dans tous les scénarios, le développement massif de gaz renouvelable contribue à renforcer l'indépendance énergétique de la France et aurait un impact positif sur l'ensemble de l'économie française, en termes de balance commerciale (le gaz est actuellement presque entièrement importé pour un total d'environ 10 Mds€ par an⁽¹³⁾), d'activité économique, d'émissions de CO₂ évitées. Il pourrait contribuer à des créations d'emplois avec le déploiement de l'ordre de 10 000 unités de production. Ces externalités n'ont pas été quantifiées dans l'étude.
- D'autres scénarios pourraient être envisagés avec des arbitrages différents sur les usages de la biomasse ou ceux du gaz d'ici à 2050. Pour exemple, ces scénarios pourront explorer la répartition optimale des vecteurs pour satisfaire la demande finale, ou explorer d'autres usages à plus haute valeur ajoutée, pour décarboner d'autres secteurs (industrie, transport, etc.).



6. MÉTHODE ET HYPOTHÈSES

L'étude considère un unique scénario de demande finale de gaz en 2050 et explore plusieurs scénarios d'approvisionnement en gaz.

FIGURE 6 : MÉTHODOLOGIE DE L'ÉTUDE



(13) Bilan énergétique de la France pour 2015, novembre 2016, SOeS.

L'étude repose sur quatre grandes phases décrites sur la figure 6 :

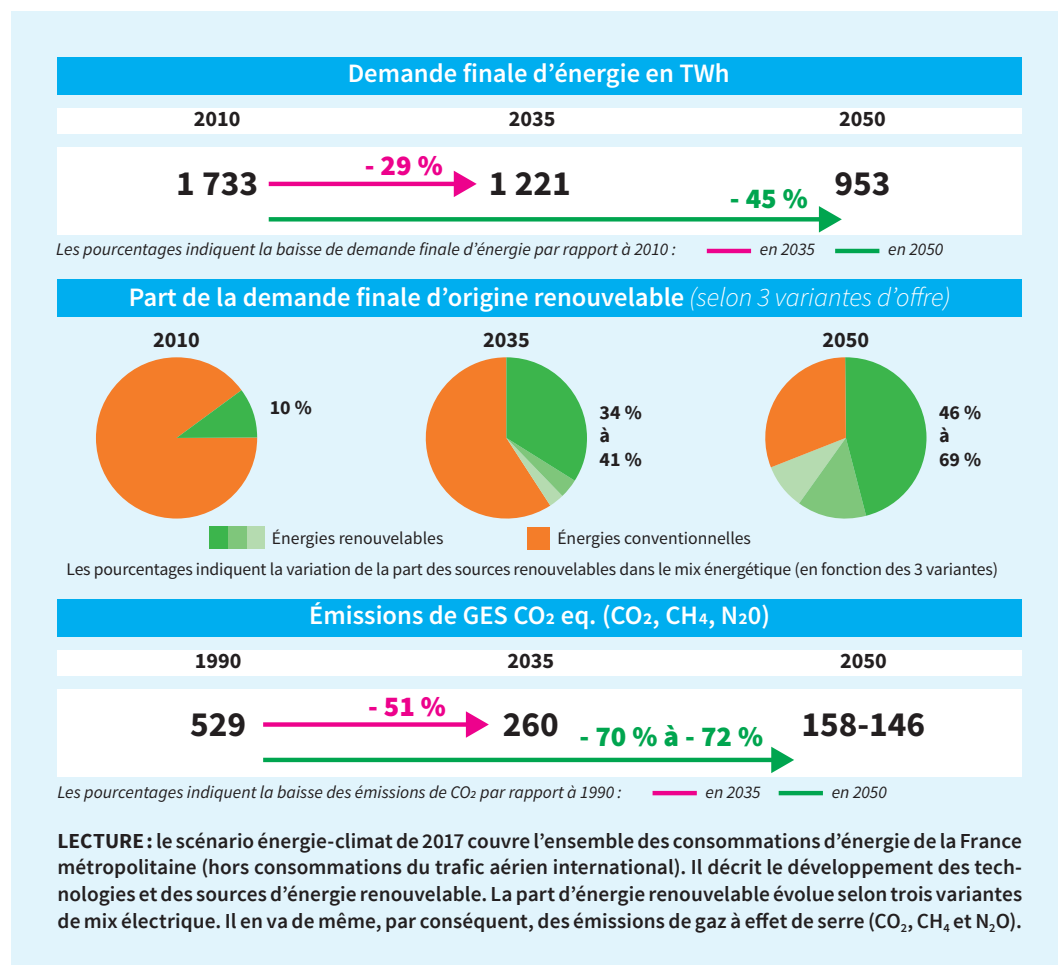
- **Ajustement de la demande en 2050**: la demande annuelle définie à partir du scénario 2035-2050 de l'ADEME (2017) est ajustée pour les quatre scénarios. Elle a été déclinée à la maille communale et en courbes de charges journalières.
- **Caractérisation de l'offre de gaz renouvelable en 2050**: l'offre est définie à partir de différents scénarios déjà existants pour les potentiels. Elle est ensuite déclinée à échelle départementale, voire cantonale. L'évolution des coûts de production des différentes filières de production, en fonction de la mobilisation des ressources est évaluée.

- **Équilibrage offre demande et adaptation des réseaux nécessaire**: il est réalisé à l'échelle départementale, grâce aux données précédentes et une vision sur l'implantation actuelle du réseau (cf. description du paragraphe 6.3.). Les coûts de raccordement et d'adaptation des réseaux sont évalués, ainsi que les besoins de stockage.
- **Étude de 4 scénarios définissant 4 variantes d'offres**. Ils permettent d'évaluer différents effets : attribution plus ou moins importante de la ressource biomasse à la production de gaz (concurrence entre vecteurs énergétiques, contraintes sous-estimées...), conservation d'une part de gaz naturel dans le mix gazier.

6.1. Le scénario de demande de gaz en 2050

Le cadrage prospectif 2050 s'appuie sur le scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 mis à jour en 2017, qui décrit la demande annuelle finale d'énergie par secteur, usage et vecteur énergétique.

LE SCÉNARIO ÉNERGIE-CLIMAT ADEME 2035-2050 EN RÉSUMÉ



Le cadrage prospectif repose sur un scénario volontariste d'efficacité et optimisation énergétique avec une baisse globale des volumes en 2050 de près de 35 % par rapport à 2015.

Le scénario énergie-climat 2035-2050 a ainsi servi de base pour déterminer le niveau et la composition de la demande finale de gaz en 2050 (cf. tableau 1), ainsi que l'utilisation des ressources énergétiques hors usages gaz (ex : bois en chaufferie).

TABLEAU 1 : ÉVOLUTION DES CONSOMMATIONS FINALES DE GAZ DU RÉSEAU

TWh	2015	2050	Évolution
Résidentiel	150,8	49,2	-67 %
Tertiaire	85,3	13,2	-84 %
Industrie	152,5	99,3	-35 %
Transports	0	106,1	-
Agriculture	2,9	2	-30 %
Autres ⁽¹⁴⁾	45,2	16,4	-64 %
Total hors production électrique	436,5	286,3	-34 %

La demande de référence issue du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 est ajustée pour chacun des scénarios. Il prend en compte différents effets :

1. Hausse de la demande liée à :

- la substitution d'usages initialement apportés par d'autres vecteurs (chaleur, en direct ou via la cogénération),
- la production de pointe d'électricité (turbines à combustion); la quantité nécessaire dépend du système électrique au-

quel est adossé le scénario « gaz ». Dans cet exercice, le système électrique est fixé par le niveau de power-to-gas sollicité. Le besoin en turbines à combustion (TAC) se réduit dans les scénarios où le power-to-gas se développe⁽¹⁵⁾.

2. Baisse de la demande du fait que :

- les technologies de conversion de pyrogazéification et power-to-gas coproduisent de la chaleur qui peut en partie se substituer à de la chaleur « gaz »⁽¹⁶⁾,
- le power-to-heat⁽¹⁷⁾ génère de la chaleur qui vient en partie en substitution d'usage chaleur « gaz ». La contribution du power-to-heat dépend du système électrique adossé au scénario, et donc du niveau de mobilisation du power-to-gas.

Les valeurs de demandes ajustées sont précisées dans la figure 4 - *Ajustement de la demande et scénarios d'usages des ressources de la biomasse*.

Une modélisation permet de décrire la demande à la maille communale, au pas de temps journalier et ce, selon plusieurs jeux de données météo afin de prendre en compte des années particulièrement froides ou chaudes⁽¹⁸⁾, ainsi que les pointes de froid journalières. Les courbes de charge journalières de 2015 et 2050 ont été modélisées. La demande de gaz pour la production d'électricité, notamment en hiver, présente des appels de puissance plus importants qu'aujourd'hui⁽¹⁹⁾. En 2050, on observe une forte baisse de consommation en hiver liée aux réductions des besoins en gaz pour le chauffage dans les bâtiments résidentiels et tertiaires. En été, les économies d'énergie sont compensées par la hausse des usages dans les transports⁽²⁰⁾.

(14) Pertes, secteur eau et déchet, consommations internes branche, cogénération, secteur des raffineries.

(15) Les capacités supplémentaires d'éolien et de photovoltaïque installées pour permettre une production plus importante du power-to-gas, assurent aussi une meilleure couverture de la demande électrique et donc réduisent, dans une certaine mesure, le recours aux moyens de production de pointe tels que les turbines à combustion gaz (TAC), tant en capacité qu'en énergie.

(16) Les rendements chaleur retenus sont de 15 % pour la pyrogazéification et 23 % pour le power-to-gas. Seulement 30 % de cette chaleur est considérée valorisée et se substitue à de la chaleur produite à partir de gaz.

(17) Le power-to-heat est un procédé qui consiste à utiliser des chaudières électriques (résistance ou pompe à chaleur) en doublon de chaudières ou procédés thermiques utilisant des combustibles. Ces équipements électriques sont déclenchés lors des excédents de production électrique et délestent les équipements thermiques.

(18) Tous les secteurs prennent en compte un effet thermosensible, sauf le secteur de la production d'électricité qui est une donnée exogène au modèle. Le réchauffement climatique a été pris en compte en se basant sur des jeux de données du modèle Aladin de Météo France (scénario RCP 4.5), voir <http://www.drias-climat.fr/accompagnement/sections/175>

(19) La demande de gaz pour la production d'électricité dépend du scénario et de la contribution du power-to-gas qui détermine le système électrique associé.

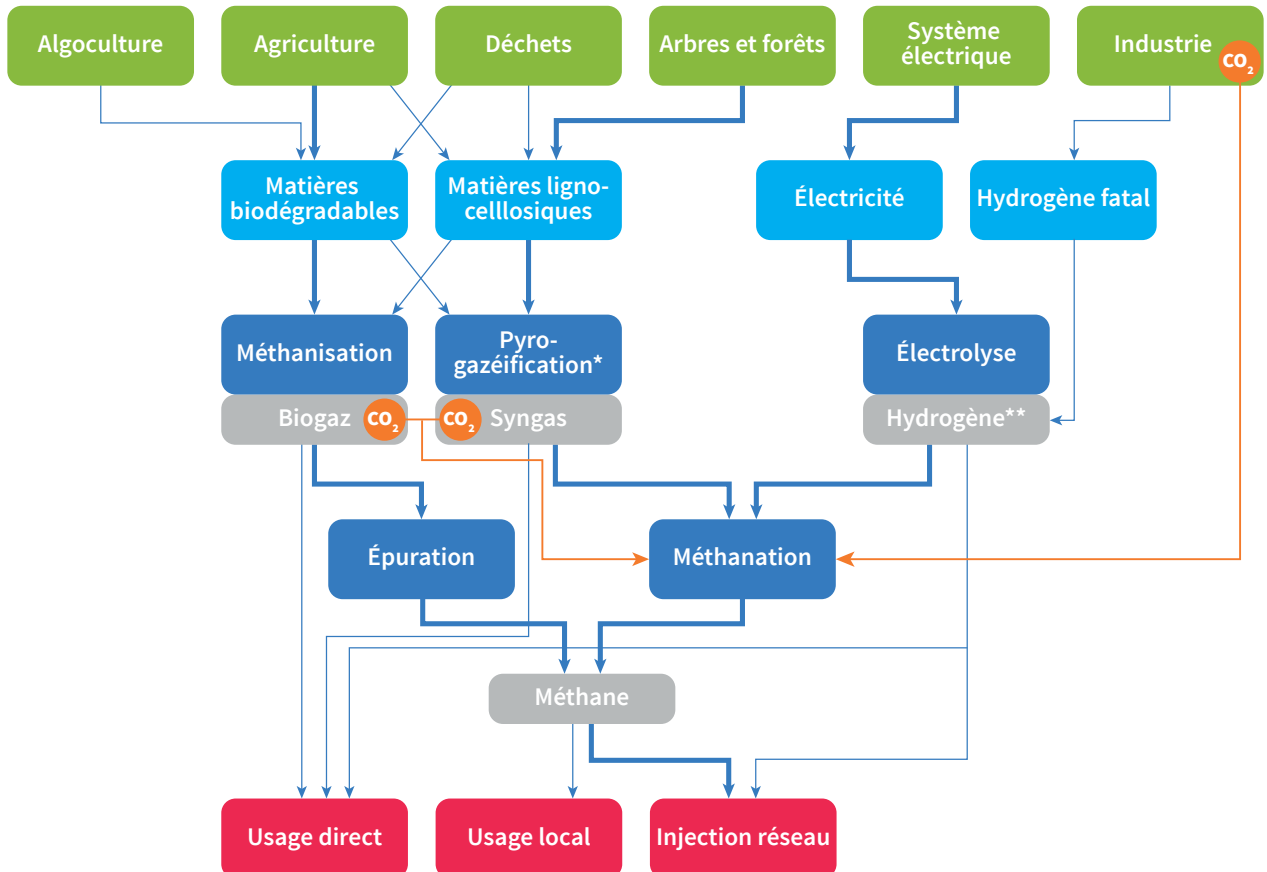
(20) Dans le scénario énergie-climat ADEME 2035-2050, le gaz carburant représente 48 % de l'énergie finale dans le secteur du transport.



6.2. Une évaluation des potentiels de production de gaz renouvelable

6.2.1. LES VOIES DE PRODUCTION DE GAZ RENEUVELABLE

FIGURE 7 : LES DIFFÉRENTES VOIES DE PRODUCTION DE GAZ RENEUVELABLE



* La « pyrogazéification » inclut la pyrogazéification hydrothermale des algues.

** L'hydrogène peut aussi être utilisé directement pour divers usages, ce qui n'est pas pris en compte dans cette étude.

Les gaz renouvelables sont issus de trois principales filières :

- **La méthanisation :** voie biologique qui utilise des micro-organismes pour décomposer la matière organique et produire un mélange appelé biogaz, principalement composé de méthane et de dioxyde de carbone. Une fois épuré le biométhane a des propriétés thermodynamiques équivalentes au gaz naturel. La matière organique provient de l'agriculture (déjections d'élevage, résidus de culture, cultures intermédiaires, herbe), de l'industrie (sous-produits et effluents de l'agroalimentaire), des boues de stations d'épuration urbaines, et des déchets alimentaires et ménagers.

- **La pyrogazéification :** voie thermo-chimique au sens large, permettant de produire à partir de matière organique un gaz de synthèse appelé syngas (composé principalement de méthane, hydrogène, monoxyde de carbone et dioxyde de carbone). Le procédé peut être complété par une méthanation ou une séparation pour obtenir un gaz dont les propriétés thermodynamiques sont équivalentes au gaz naturel. La pyrogazéification concerne principalement les matières ligno-cellulosiques sèches : bois et produits dérivés, pailles, et différents sous-produits ligneux de l'agriculture. Elle peut également concerner des déchets, typiquement des CSR⁽²¹⁾.

(21) Combustible Solide de Récupération



- **Le power-to-gas (PtG):** procédé de conversion d'électricité renouvelable en gaz de synthèse. La première étape est constituée par une électrolyse produisant de l'hydrogène (power-to-H₂). Une deuxième étape peut être ajoutée pour convertir l'hydrogène en méthane par l'intermédiaire d'une réaction de méthanation (power-to-CH₄). Cette dernière réaction nécessite une source de CO₂.

Il convient de noter que ces trois principales filières ont des niveaux de maturité et des modes de pilotage de production différents. Ainsi les technologies de pyrogazéification et de power-to-gas sont considérées matures en 2050 avec des hypothèses de gains sur leurs rendements. Mais cette étude ne prend pas en compte de possibles ruptures technologiques ou des économies d'échelle significatives. Nous considérons également que les deux premières filières assurent une production de base tandis que le power-to-gas fonctionne sur les heures où la production électrique est tendanciellement excédentaire et donc avec un recours discontinu au power-to-gas.

6.2.2. PRINCIPALES HYPOTHÈSES POUR L'ÉVALUATION DES POTENTIELS EN INTRANTS

La disponibilité en intrants est contrainte en particulier par l'évolution des systèmes agricoles et forestiers d'une part, et des systèmes énergétiques d'autre part (électricité et chaleur).

Les potentiels en biomasse respectent plusieurs partis pris fondamentaux de l'étude: la non-concurrence des bioénergies avec l'alimentation ou avec l'usage comme matière première, ainsi que l'augmentation de la vie biologique des sols.

Les données de cadrage en matière d'agriculture et de sylviculture reposent sur des scénarios prospectifs intégrés qui prennent en compte la diversité des objectifs pour l'agriculture et la forêt. Ces scénarios sont compatibles « Facteur 4 », c'est-à-dire qu'ils représentent la composante agricole et sylvicole de scénarios visant cet objectif de division par 4 des émissions de gaz à effet de serre, tous secteurs confondus, à l'horizon 2050 (le facteur de réduction des gaz à effet de serre du secteur agricole est de 2)⁽²²⁾ :

- concernant les matières agricoles à l'horizon 2050, le potentiel retenu provient essentiellement des travaux de SOLAGRO présentés dans la prospective Afterres 2050⁽²³⁾ ;
- concernant les ressources bois, les prélèvements en forêt sont estimés à partir des travaux de l'ADEME, IGN, FCBA⁽²⁴⁾ et INRA⁽²⁵⁾. Ces travaux se limitant à 2035, ils ont été extrapolés pour 2050 en se basant sur le scénario de « sylviculture dynamique » établi par Ecofor⁽²⁶⁾ ;
- les estimations de potentiel de biodéchets sont tirées principalement de l'étude *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation*⁽²⁷⁾. Enfin, le potentiel lié aux sous-produits des industries agroalimentaires provient de l'*Étude du potentiel de production de biométhane à partir des effluents des industries agroalimentaires*⁽²⁸⁾ ;
- les algues sont considérées valorisées dans une filière de production de carburant liquide. Seuls les résidus sont pris en compte pour la filière gaz, selon l'étude ADEME/ENEA/INRIA⁽²⁹⁾ de 2014.

Le potentiel d'électricité renouvelable pouvant alimenter des centrales de power-to-gas est issu des données de l'étude ADEME/ARTELYS 2017⁽³⁰⁾ qui évalue

(22) Il est néanmoins évalué qu'il serait possible de produire au moins autant de ressources avec un scénario agricole « tendanciel », mais les impacts négatifs induits seraient plus importants.

(23) SOLAGRO, « Afterres 2050 », 2016.

(24) ADEME, IGN, FCBA, « Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035 », 2016.

(25) INRA et IGN, « Quel rôle pour les forêts et la filière forêt-bois française dans l'atténuation du changement climatique ? », Juin 2017.

(26) Caulet, « Climat, Forêt, Société – Livre Vert », 2015.

(27) ADEME, SOLAGRO et INDDIGO, *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation*, 2013.

(28) GRDF et SOLAGRO, *Étude du potentiel de production de biométhane à partir des effluents des Industries Agro-Alimentaires*, 2017.

(29) ENEA, INRIA et ADEME, *Évaluation du gisement potentiel de ressources algales pour l'énergie et la chimie en France à horizon 2030*, juillet 2014. Une conversion totale des algues en gaz permet un potentiel de production pouvant aller jusqu'à 60 TWh, avec un rendement environ deux fois plus faible que dans la conversion diesel + gaz.

(30) ADEME et ARTELYS, *Un mix électrique 100 % ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ?*, 2017.

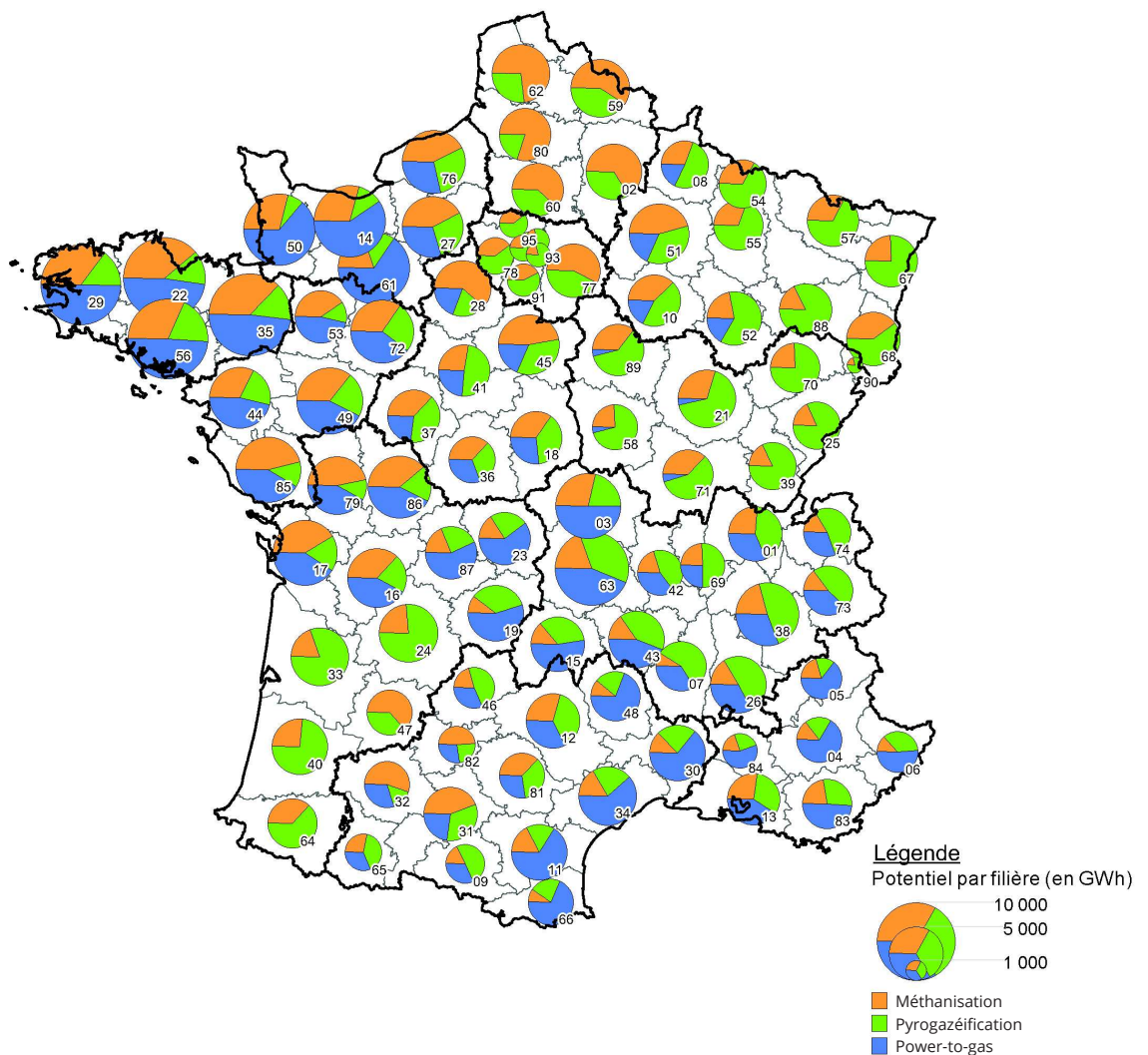
différentes configurations optimisées du système électrique avec du power-to-gas plus ou moins développé: capacités installées par région, profil horaire de fonctionnement, coûts de l'électricité.

En matière de gaz de récupération, les potentiels en CSR (Combustibles Solides de Récupération)⁽³¹⁾ et d'hydrogène fatal⁽³²⁾ ont aussi été estimés, ils représentent des mon-

tants nettement plus faibles que les potentiels renouvelables *stricto sensu*.

La carte ci-dessous représente les potentiels de gaz injectable par département et par filière. Ces potentiels correspondent à l'ensemble de la ressource mobilisable pour un usage énergétique, avant arbitrage entre les usages concurrents de valorisation énergétique.

FIGURE 8 : RÉPARTITION DU POTENTIEL THÉORIQUE DE GAZ INJECTABLE PAR DÉPARTEMENT ET FILIÈRES EN 2050



(31) GRDF, GRTgaz et S3D, Étude sur les gisements valorisables par la filière pyrogazéification phase 1: état des lieux bibliographique et « fiches intrants », 2017.

(32) GRDF, ADEME et SOLAGRO, Évaluation du potentiel de méthanation à partir de gaz industriels fatals (hydrogène et dioxyde de carbone), 2017.

6.3. Une évaluation de l'adaptation du réseau

La méthode utilisée permet de couvrir la demande de gaz en utilisant les filières renouvelables les plus compétitives en premier lieu; elle permet également de prendre en compte les coûts d'adaptation du réseau de gaz (distribution et transport dans une moindre mesure), pour acheminer ce gaz renouvelable vers les lieux de consommation.

Le positionnement des unités de production et l'évolution du réseau nécessaire (raccordement, capacités de stockage, installations dites de « rebours ») ont été évalués précisément pour 4 départements type ayant des profils en termes de densité de consommation et densité de production différents.

Un algorithme d'optimisation a ensuite permis de rechercher une nouvelle configuration du réseau de gaz permettant le raccordement des unités de production en utilisant un panel de solutions de raccordement: raccordement au réseau de distribution, raccordement au

réseau de transport ou raccordement par gaz porté. Le cas échéant, des solutions permettant de lever des contraintes sur le réseau de gaz ont été utilisées (maillage, rebours). Ces solutions sont présentées dans la figure 9. Ces profils et solutions ont ensuite été extrapolés à la France métropolitaine.

L'équilibre offre-demande à l'échelle nationale a été étudié pour tous les scénarios, en utilisant différents jeux de données climatiques afin de tester la résilience du système gazier à des années exceptionnellement chaudes ou froides, ainsi que lors des pointes journalières froides.

La résilience du système gazier a été étudiée à l'aide de différents jeux de données climatiques pour chaque scénario.

Les besoins de stockage ainsi évalués ont été comparés aux moyens de stockage déjà existants ou dont le développement est acté, aussi bien en volume qu'en débit.

FIGURE 9 : ILLUSTRATION DU PANEL DE SOLUTIONS POUR RACCORDER UNE INSTALLATION DE MÉTHANISATION

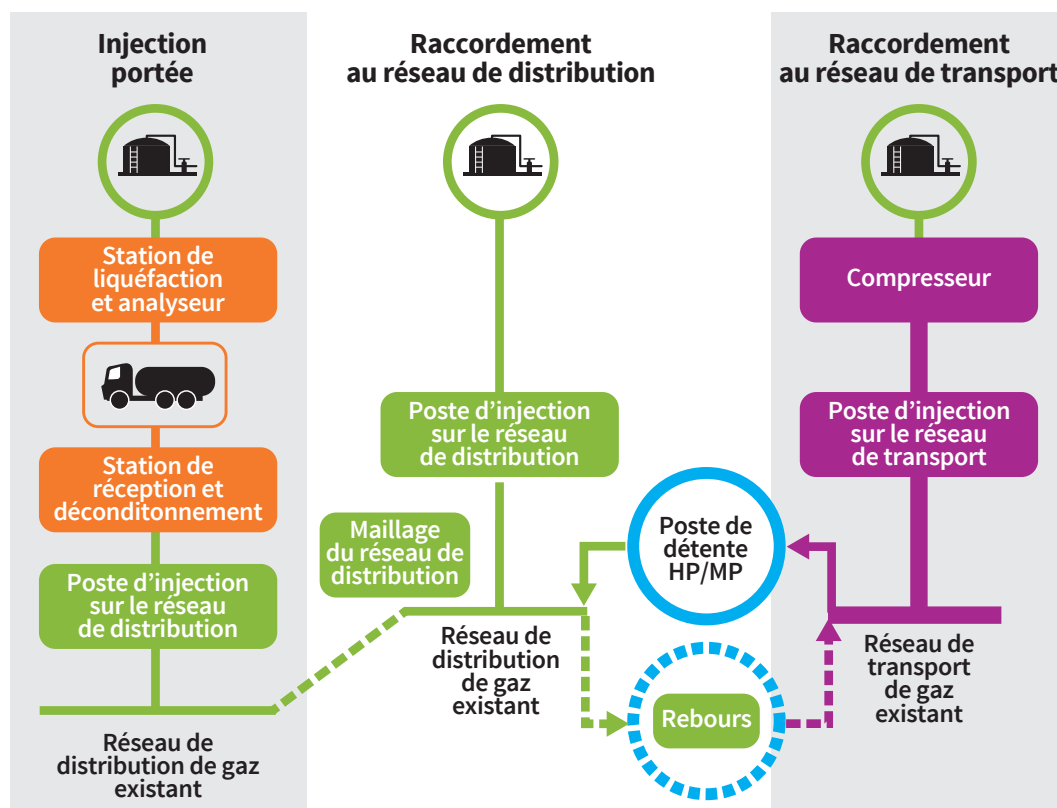
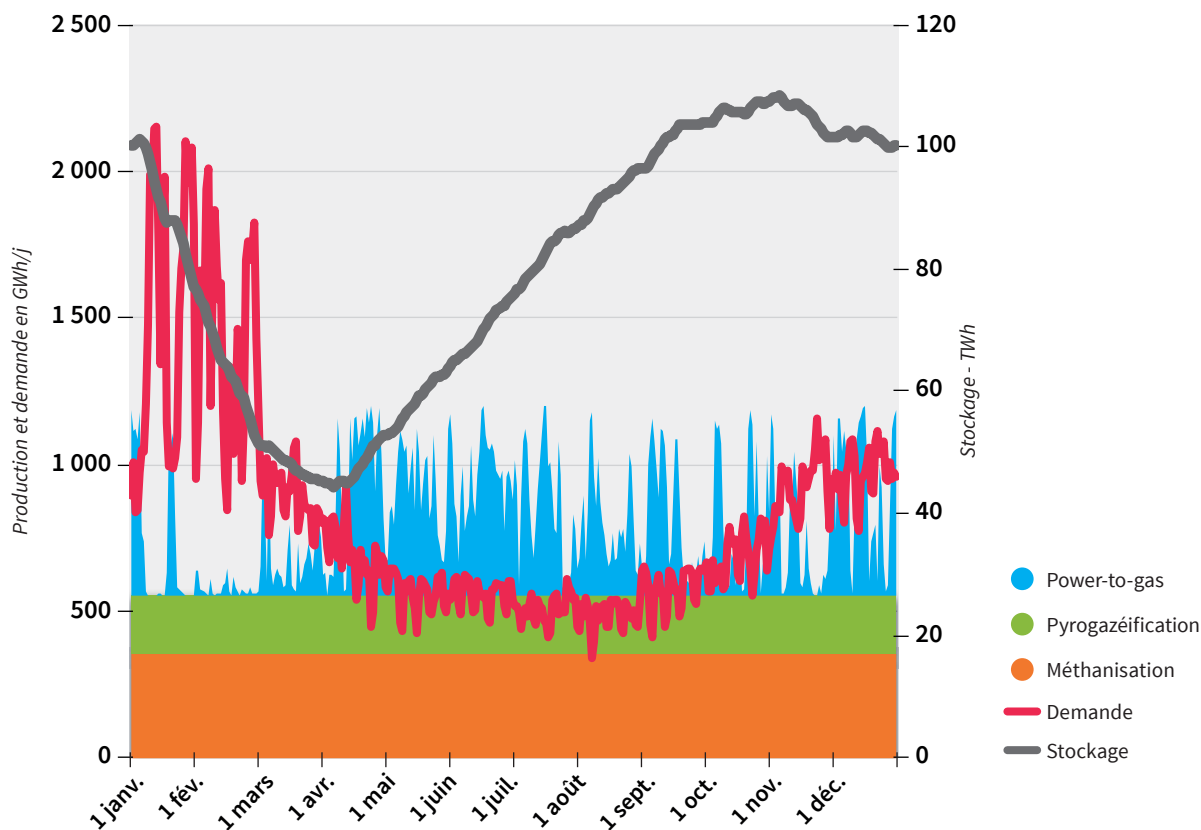


FIGURE 10: ÉQUILIBRAGE OFFRE-DEMANDE ET ÉVOLUTION DU STOCKAGE (ANNÉE NORMALE)



6.4. Une évaluation des coûts complets

L'évaluation des coûts comprend :

- les coûts de production ;
- les coûts de distribution et transport ;
- les coûts de stockage.

Les coûts de production sont évalués pour chacune des filières, en prenant en compte les coûts d'approvisionnement des ressources plus les coûts de transformation. Ces coûts augmentent avec le taux de mobilisation des ressources en raison des coûts croissants de mobilisation : par exemple, les derniers TWh de bois devront être prélevés sur des parcelles forestières plus difficiles à exploiter (difficulté d'accès, terrain accidenté, morcellement important des parcelles...).

On obtient ainsi, par coûts croissants :

1. Énergies de récupération à 30-40 €/MWh_{PCS}
2. Pyrogazéification des CSR à 40 €/MWh_{PCS}
3. Méthanisation, avec des coûts inférieurs à 80 €/MWh_{PCS}

4. Pyrogazéification de la biomasse/bois avec des coûts compris entre 80 et 120 €/MWh_{PCS}
5. Power-to-gas avec des coûts compris entre 65 et 185 €/MWh_{PCS}, selon les filières. La filière power-to-CH₄ est dans une fourchette de 105 – 185 €/MWh_{PCS}. Il est important de noter que ce coût prend également en compte un coût d'approvisionnement en CO₂ moyen équivalent à 10 €/MWh_{PCS}⁽³³⁾. Le power-to-H₂ présente des coûts moindres que le power-to-CH₄ dans une fourchette de 65 à 125 €/MWh. Les fourchettes présentées dépendent des hypothèses retenues pour le prix d'achat de l'électricité. Le développement du power-to-gas induit en effet des surcoûts (développement des moyens de productions électriques) et bénéfiques (baisse des besoins de flexibilité pour le réseau électrique), qui, selon leur allocation économique, se traduit par deux variantes. La variante « prix de l'électricité

(33) Ce coût varie d'un scénario à l'autre (de 7 à 17 €/MWh_{PCS}, soit 41 à 77 €/tCO₂), en fonction de l'accès aux sources de CO₂. La méthanisation et la pyrogazéification fournissent des sources de CO₂ relativement pures et considérées gratuites : leur utilisation est donc priorisée. Des solutions plus coûteuses sont ensuite prises en compte selon les besoins de chaque scénario : captage sur des unités de combustion, transport, stockage.

préférentiel pour consommateur flexible » correspond à une tarification de l'électricité en dessous de son prix de revient de production, traduisant l'utilité économique apportée par le power-to-gas au système électrique. La variante « prix de l'électricité au prix de marché spot » correspond à un coût d'approvisionnement plus élevé⁽³⁴⁾.

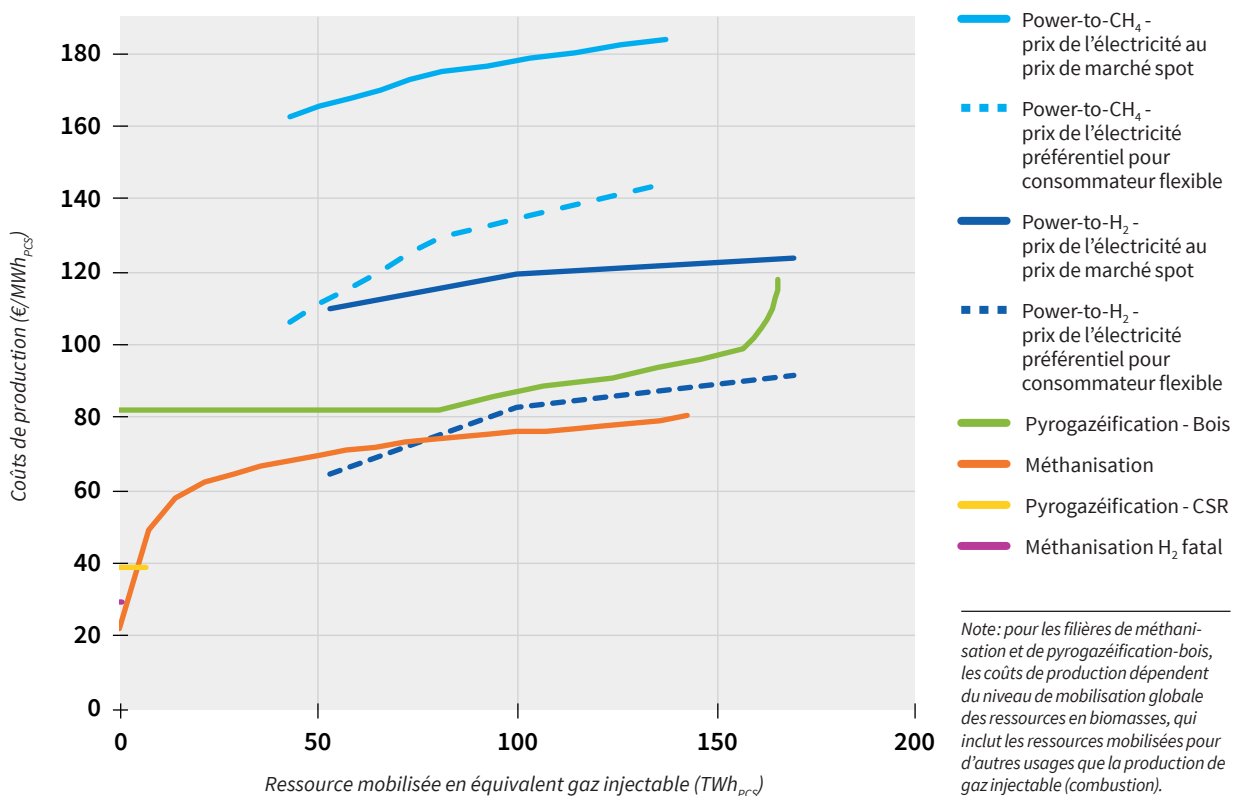
Les coûts de raccordement et d'adaptation des réseaux ont ensuite été évalués. Ces adaptations incluent la mise en place de stations de compression de rebours entre les réseaux de distribution et de transport. L'exercice a été réalisé précisément sur les 4 départements types. L'extrapolation à l'ensemble du territoire a été faite, en particulier, en tenant compte des différences d'accès aux ressources en biomasse (distance).

Les coûts de modification du réseau de transport sont considérés non significatifs. Une première analyse met en évidence que le dimensionnement du réseau de transport actuel est compatible avec les scénarios 2050 étudiés.

Pour les autres coûts du réseau existant, il est supposé que les coûts de fonctionnement et de renouvellement du réseau resteront similaires aux coûts actuels. Une estimation a été faite sur la base de l'évaluation des tarifs transport (ATRT5) et distribution (ATRD5).

Les coûts de stockage sont évalués à partir des coûts actuels, modulés au prorata du volume de stockage annuel utilisé dans chacun des scénarios modélisés.

FIGURE 11 : COÛTS DE PRODUCTION DES DIFFÉRENTES FILIÈRES EN 2050, EN FONCTION DE LA RESSOURCE GLOBALE MOBILISÉE



(34) Selon le niveau de production du power-to-gas dans les scénarios, le coût d'approvisionnement moyen en électricité varie entre 67 et 82 €/MWh dans la variante « prix de l'électricité au prix de marché spot » et entre 30 et 56 /MWh dans la variante « prix de l'électricité préférentiel pour consommateur flexible ».



Première étude sur le potentiel de la gazéification hydrothermale en France *(extrait)*

GRTgaz publie la première étude, réalisée avec l'appui d'ENEA Consulting, sur le potentiel de cette technologie émergente de production de gaz renouvelable à partir de déchets et de résidus de biomasses liquides. Complémentaire des filières de méthanisation et de pyrogazéification, la gazéification hydrothermale pourrait à elle seule fournir une production de gaz renouvelable comprise entre 58 TWh et 138 TWh/ d'ici 2050, soit jusqu'à 1/3 de la consommation française de gaz à cet horizon. Elle offre une solution pertinente pour diminuer la quantité de déchets ultimes et développer l'économie circulaire.

Une technologie prometteuse pour des déchets aujourd'hui peu ou insuffisamment valorisés

La gazéification hydrothermale repose sur un procédé thermochimique à haute pression (250 à 300 bar) et à haute température (entre 400 à 700°C) pour traiter et convertir en un gaz renouvelable des déchets organiques liquides dotés d'un faible taux de matière sèche (entre 5 et 25%). Parmi près de 40 gisements possibles analysés dans l'étude, GRTgaz identifie quatre catégories d'intrants particulièrement pertinents pour la gazéification hydrothermale en France : les boues de stations d'épuration d'eaux usées, les digestats issus d'unités de méthanisation, les effluents organiques d'activités industrielles et les effluents liquides issus d'activités d'élevage.

Un potentiel significatif pour contribuer au mix gazier renouvelable du pays

L'étude des gisements de biomasses liquides générées en France (issues des déchets et résidus liquides) relève un potentiel d'au moins 340 millions de tonnes/an, dont environ 100 millions de tonnes/an sont mobilisables dès maintenant. Le potentiel de gaz renouvelable issu de cette technologie pourrait représenter, selon les hypothèses de mobilisation des gisements, entre 58 TWh et 138 TWh/an à l'horizon 2050. Des premières installations opérationnelles pourraient voir le jour en France dès 2025.

Une solution complémentaire aux autres filières innovantes de production de gaz renouvelable

En fonction de l'intrant et de l'écosystème local, la gazéification hydrothermale s'inscrit comme une technologie complémentaire ou alternative à la méthanisation ou à la pyrogazéification. Elle peut valoriser les digestats en aval des unités de méthanisation agricole ou de stations d'épuration et pourrait jouer un rôle essentiel dans la gestion d'importants volumes générés par le développement de cette filière.

La gazéification hydrothermale peut également devenir une alternative à la méthanisation en cas de contrainte sur la valorisation des digestats (par exemple en cas de manque de surface d'épandage). Comme la pyrogazéification pour les déchets solides, elle offre une voie de valorisation pour les déchets de biomasses liquides en évitant le recours à l'incinération et/ou la mise en décharge. La gazéification hydrothermale s'intègre parfaitement dans les approches de développement durable, d'économie circulaire, de bioéconomie et de réduction drastique des déchets et résidus ultimes aussi bien dans les territoires que dans les villes et agglomérations.

(...)

DOCUMENT 5
SYNTHESE
STRATEGIE FRANCAISE POUR L'ENERGIE ET LE CLIMAT
Programmation Pluriannuelle de l'Energie 2019-2023 2024-2028
(extrait)

Ministère de la transition écologique et solidaire - 2020

Pour limiter l'impact qu'aura le réchauffement climatique sur nos sociétés, les pays du monde se sont engagés, par l'accord de Paris, à réduire drastiquement leurs émissions de gaz à effet de serre. Le réchauffement climatique trouve sa cause dans la production de gaz à effet de serre dont environ 70 % résulte de notre consommation d'énergies fossiles. C'est l'utilisation de charbon, de pétrole et de gaz qui rend la croissance non soutenable.

La Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) décrit la feuille de route de la France pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050.

Pour atteindre cet objectif, il sera nécessaire de réduire les consommations d'énergie, en priorisant la baisse de consommation des énergies les plus carbonées, et de substituer aux énergies fossiles des énergies décarbonées. Ainsi, il va falloir mobiliser de nouvelles technologies dans le secteur des transports, comme le véhicule électrique, mais également des modifications de comportement : adopter des mobilités actives, faire du covoiturage et apporter des alternatives à l'usage individuel de la voiture lorsque cela est possible, etc. La maîtrise des consommations d'énergie dans le bâtiment nécessite également de mobiliser des leviers technologiques et comportementaux. Dans l'industrie, la transition énergétique doit préserver la compétitivité tout en assurant la durabilité des activités sur le sol national.

La production d'énergie va également changer : plus renouvelable et décentralisée, elle va se rapprocher des citoyens et être de plus en plus respectueuse de l'environnement. La part du nucléaire sera progressivement réduite pour diversifier nos sources de production d'électricité. La biomasse devra être produite de manière durable pour répondre aux besoins de l'ensemble des chaînes de valeur de la bioéconomie (alimentation, matériaux, énergie, etc.) et notamment utilisée de manière optimale pour produire des biocarburants. L'électricité renouvelable sera produite partout sur les territoires et pilotée par des réseaux intelligents.

La réduction des consommations et l'évolution vers des énergies plus durables permettra d'améliorer la qualité de l'air et plus globalement de réduire les impacts du secteur de l'énergie sur l'environnement et la santé. Mais elle présente également un intérêt économique, en réduisant notre dépendance aux importations et donc aux cours mondiaux des énergies fossiles.

Ces évolutions doivent naturellement être menées en continuant à garantir le niveau de sécurité d'approvisionnement qu'attendent les Français et à un coût maîtrisé, nécessaire à l'acceptabilité de cette transition énergétique par tous. Elles doivent donc être conduites dans la continuité des mesures déjà initiées en capitalisant sur les acquis et en donnant de la visibilité à l'ensemble de la société.

Ce vaste mouvement devra être accompagné au plan social, pour garantir qu'il profite à tous, y compris les ménages aux revenus les plus modestes, souvent les plus impactés par la pollution de l'air et le coût de l'énergie. Il nécessitera également de préparer et d'accompagner les mutations professionnelles pour s'adapter aux nouveaux emplois, anticiper et accompagner la reconversion des entreprises et territoires impactés.

La transition énergétique française s'inscrit dans un mouvement plus vaste qui est celui du développement du marché intérieur européen et de la transition énergétique européenne. Les pays européens se sont collectivement donnés des objectifs ambitieux sur l'énergie et le climat. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) permettra à la France d'atteindre ceux qui lui incombent. Par ailleurs, le renforcement des interconnexions et des échanges avec les pays voisins contribue à transformer et renforcer notre sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz. Sur certains sujets, comme les batteries, c'est la création d'une industrie européenne qui permettra à nos entreprises de peser à l'échelle mondiale. Plus globalement, le déploiement d'un vaste marché européen pour les solutions d'énergie décarbonée offre des perspectives accrues de baisse des coûts ainsi que de croissance et d'emploi dans tous les pays, dont la matérialisation devra notamment s'appuyer sur des efforts importants dans la R&D.

Cette transition doit être réalisée de façon ambitieuse, en donnant une trajectoire claire, argumentée, allant irréversiblement dans le sens du respect de l'environnement et du climat, tout en étant inclusive. Cette programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) dessine le chemin que le gouvernement va emprunter au cours des 10 prochaines années, et au-delà pour certaines thématiques.

La PPE en quelques chiffres

Consommation finale d'énergie	Baisse de 7,6 % en 2023 et de 16,5 % en 2028 par rapport à 2012 <i>Soit une réduction de 6,3 % en 2023 et de 15,4 % en 2028 par rapport à 2018</i>
Consommation primaire des énergies fossiles	Baisse de 20 % de la consommation primaire d'énergies fossiles en 2023 et de 35 % en 2028 par rapport à 2012
Émissions de gaz à effet de serre issues de la combustion d'énergie	277 MtCO ₂ en 2023 227 MtCO ₂ en 2028 <i>Soit une réduction de 14 % en 2023 et de 30 % en 2028 par rapport à 2016 (322 MtCO₂)</i> <i>Soit une réduction de 27 % en 2023 et 40 % en 2028 par rapport à 1990.</i>
Consommation de chaleur renouvelable	Consommation de 196 TWh en 2023 Entre 218 et 247 TWh en 2028 Soit une augmentation de 25 % en 2023 et entre 40 et 60 % en 2028 de la consommation de chaleur renouvelable de 2017 (154 TWh)
Production de gaz renouvelables	Production de biogaz à hauteur de 24 à 32 TWh en 2028 sous l'hypothèse d'une baisse des coûts (4 à 6 fois la production de 2017)
Capacités de production d'électricité renouvelables installées	73,5 GW en 2023, soit + 50 % par rapport à 2017 101 à 113 GW en 2028, doublement par rapport à 2017
Capacités de production d'électricité nucléaire	4 à 6 réacteurs nucléaires fermés d'ici 2028 dont ceux de Fessenheim. Fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035, date d'atteinte d'une part de 50 % d'électricité nucléaire dans le mix électrique.
Croissance économique	Hausse de 1,3 point de PIB en 2023 par rapport au scénario tendanciel, et de 2,1 point en 2028
Emplois	Création d'environ 238 000 emplois en 2023 par rapport au scénario tendanciel et de 440 000 emplois en 2028
Revenu disponible brut des ménages	Hausse du pouvoir d'achat des ménages de 1 point en 2023, par rapport au scénario tendanciel et de 2,2 points en 2028

Afin de tenir compte des incertitudes et de garantir l'approvisionnement en énergie de la France, la programmation pluriannuelle de l'énergie envisage deux scénarios de besoins énergétiques, reposant notamment sur différentes hypothèses d'évolution de la démographie, de la situation économique et d'efficacité énergétique. Les résultats qui sont présentés ici sont ceux du scénario de référence, considéré comme le plus probable.

Le scénario pris en compte dans cette PPE est structuré pour que l'évolution des différents paramètres constitutifs de la PPE, depuis la production d'énergie jusqu'à sa consommation, permette d'atteindre tous les objectifs qui ont été fixés par la loi. La trajectoire correspondante diffère légèrement de celle qui avait été présentée dans le projet de PPE publié en janvier 2019. En particulier, l'objectif d'efficacité énergétique dans les secteurs des bâtiments et de l'industrie a été relevé, en tenant compte des mesures prises ou décidées au cours de l'année 2019.

Les mesures détaillées explicitement dans ce document devront être complétées par des mesures supplémentaires pour atteindre l'ensemble des objectifs à l'horizon 2030. Quelques mesures sont en effet

nécessaires pour obtenir des effets similaires à ceux de la composante carbone dont la croissance a été arrêtée en novembre 2018. La définition de ces mesures s'appuiera notamment sur les propositions de la Convention citoyenne pour le climat, ainsi que des recommandations du Haut conseil pour le climat.

La PPE en 2023 ce sera :

- 2,5 millions de logements rénovés supplémentaires par rapport à fin 2018 ;
- 3,4 millions d'équivalents logements raccordés à un réseau de chaleur ;
- Le remplacement de 10 000 chauffages charbon (la moitié de ceux restants) et 1 million de chaudières fioul (sur un parc restant de 3,5 millions) par des moyens de production de chaleur renouvelable, des pompes à chaleur ou des chaudières au gaz à très haute performance énergétique ;
- 9,5 millions de logements chauffés au bois avec un appareil efficace ;
- 1,2 million de voitures particulières électriques en circulation (électriques et hybrides rechargeables) et plus de 100 000 points de recharge publics ;
- 1 million de Français ayant bénéficié d'une aide pour changer de véhicule ;
- 20 000 camions au gaz en circulation ;
- L'ensemble du territoire français couvert par une autorité organisatrice de la mobilité pour construire des solutions adaptées aux besoins des citoyens ;
- L'arrêt de la production d'électricité à partir de charbon ;
- 2 réacteurs nucléaires arrêtés (Fessenheim) ;
- 200 000 sites photovoltaïques en autoconsommation, dont 50 opérations d'autoconsommation collective.

2. Pour atteindre la neutralité carbone : réduire les consommations d'énergie en priorisant les énergies fossiles

Se chauffer, se déplacer, produire, etc. toutes ces actions consomment de l'énergie. Nous ne parviendrons pas à lutter contre le réchauffement climatique si nous ne cherchons pas à diminuer le besoin énergétique des activités humaines. La Stratégie nationale bas carbone a en effet montré que l'atteinte de la neutralité carbone nécessite une division par deux des consommations d'énergie à l'horizon 2050, en plus d'un effort massif de décarbonation des énergies que nous consommons.

Il faut désormais développer des technologies et des pratiques sobres en énergie primaire : de ce point de vue l'économie française est sur le bon chemin car l'intensité énergétique baisse de 1,4 % par an ces dernières années. Cela signifie que nous produisons autant avec moins d'énergie.

La baisse n'est toutefois pas assez rapide. Le niveau de consommation finale d'énergie était de 1 628 TWh en 2018. Dans le scénario de référence, elle baisse de 7,6 % en 2023 et de 16,5 % en 2028 par rapport à 2012 pour atteindre 1 378 TWh 2012 (soit une baisse de 6,3 % en 2023 et de 15,4 % en 2028 par rapport à 2018).

Poursuivre et accélérer la dynamique de baisse des consommations est essentiel pour assurer la neutralité carbone, car les gisements d'énergie décarbonée, notamment de biomasse, ne suffiront pas pour substituer la consommation actuelle d'énergies fossiles.

En cohérence avec les ambitions climatiques de la France, les mesures de la PPE vont conduire à une diminution de la consommation finale d'énergie, mais pas de la même manière selon les vecteurs énergétiques : les consommations de charbon et de pétrole décroissent significativement. La consommation de gaz décroît mais dans de moindres proportions. La consommation finale d'électricité est relativement stable et la consommation de chaleur renouvelable croît légèrement.

(...)

DOCUMENT 6

GAZ VERTS : Renforçons nos synergies (extraits)

(...)

PRÉAMBULE

Parce que le gaz est nécessaire à l'équilibre du système énergétique et offre par son verdissement une solution à l'objectif de neutralité carbone, la méthanisation, la pyrogazéification et la production de gaz à partir d'électricité renouvelable et bas-carbone doivent être soutenues. Produits dans les territoires, les gaz renouvelables peuvent s'appuyer sur des infrastructures de gaz existantes couvrant l'ensemble du territoire et qui intègrent des capacités importantes de stockage intersaisonnier (130 TWh).

Nous sommes convaincus de l'importance du gaz pour la transition énergétique et écologique des territoires. Ainsi, nous pensons qu'il est nécessaire de soutenir la décarbonation de cette énergie, associée à des mesures fortes de sobriété et d'efficacité, d'encourager le couplage des énergies et des infrastructures énergétiques et d'affirmer le rôle majeur des gaz verts, en association avec l'électricité et les réseaux de chaleur renouvelable, pour un système énergétique équilibré, résilient et vert.

(...)



Repenser nos fondamentaux pour surmonter les crises

Depuis début 2020, la crise sanitaire que nous traversons a ralenti le monde. Economie stoppée, grands projets en attente, industrie ralentie, notre société fait une pause, nous donnant l'occasion de réinterroger nos choix et de repenser notre futur.

Cette crise hors normes et la perspective de suivantes, qu'elles soient sanitaires, économiques, climatiques ou environnementales, est un rappel de notre fragilité et nous incite à réfléchir sur les moyens pour améliorer notre résilience et mieux résister à ces événements, qui peuvent avoir un impact considérable, comme la Covid est en train de le démontrer.

Dans le domaine de l'énergie, cette résilience signifie...

... d'abord l'évidente nécessité **d'éviter une crise climatique**, ou à tout le moins d'en réduire le plus possible l'impact, en réduisant les émissions de CO₂ liées à la consommation d'énergie, ce qui est **la première promesse des gaz verts**.

... ensuite **consolider nos systèmes énergétiques**, en les mettant le plus possible à l'abri de crises systémiques ou importées, ce à quoi contribuent les gaz verts de plusieurs façons :

- En s'appuyant sur un **réseau de distribution d'énergie disponible, souple et de long terme**, qui consolide sur beaucoup d'usages le réseau électrique et est capable de synergies et de complémentarités avec les réseaux électriques et de distribution de chaleur. On peut en particulier souligner la capacité des gaz verts à s'équilibrer avec les réseaux électriques et leur souplesse de stockage, qui leur permet de **répondre aux aléas de la production d'électricité renouvelable et non programmable**.
- En s'appuyant sur des ressources énergétiques locales, ne dépendant pas des aléas internationaux et irriguant les territoires, qui créent des **emplois locaux** suivant des schémas d'**économie circulaire**.



2

Quelle place pour le gaz dans le futur mix énergétique ?

Le gaz : une énergie indispensable à l'équilibre du mix énergétique...

Les énergies fossiles, dont le gaz naturel, se sont progressivement ajoutées voire substituées à la biomasse au cours des deux siècles précédents car elles sont plus homogènes, plus denses énergétiquement, plus faciles à collecter, stocker, transporter, et in fine, à utiliser.

Le gaz naturel profite aujourd'hui de la grande accessibilité des infrastructures existantes de transport (« réseaux ») et de stockage.

Largement maillés sur le territoire, les réseaux de gaz permettent en effet de stocker environ 130 TWh, soit un tiers de la consommation

nationale annuelle, et permettent ainsi une grande souplesse dans la répartition des productions et des consommations.

« L'énergie gaz », associée à ses infrastructures de transport et de distribution, constitue un élément clé du système énergétique actuel.

Elle lui apporte une grande capacité d'adaptation à des besoins variables selon la localisation, grâce à un maillage territorial et des capacités de stockage importantes.

... mais qui doit se décarboner

Axes prioritaires de la transition énergétique, la sobriété et l'efficacité énergétiques représentent un potentiel considérable de réduction des consommations, trajectoire qu'il est primordial d'accélérer, y compris vis-à-vis du gaz naturel.

Au-delà des baisses de consommation accompagnées par la mise en place d'actions en faveur de la sobriété et de l'efficacité énergétique, l'intégration croissante d'énergies renouvelables permet de décarboner les usages restants.

La production d'électricité renouvelable, largement soutenue par les pouvoirs publics, constitue une première solution mais ne peut répondre seule à l'ensemble des enjeux actuels. En effet, le caractère aléatoire et non programmable des énergies éolienne et photovoltaïque fait

apparaître des besoins différents de pilotage dus à la saisonnalité de la demande en énergie, ainsi que des besoins d'infrastructures électriques et de stockage importants pour préserver notre sécurité d'approvisionnement en énergie.

Par ailleurs, certains usages actuels ne peuvent profiter des opportunités de décarbonation offertes par le développement de l'électricité renouvelable ou bas-carbone, que ce soit pour des raisons techniques (usage matière non substituable, besoin de stockage, etc.) ou économiques. C'est par exemple le cas des industries hautement énergivores intégrant des procédés à très haute température (cimentiers, verriers, etc.) ou encore du transport routier de personnes et de marchandises longue distance. Le vecteur gaz, notamment dans ses formes renouvelables et bas-carbone, permet de répondre à ces besoins.

Les gaz renouvelables et bas-carbone : des filières complémentaires pour atteindre la neutralité carbone

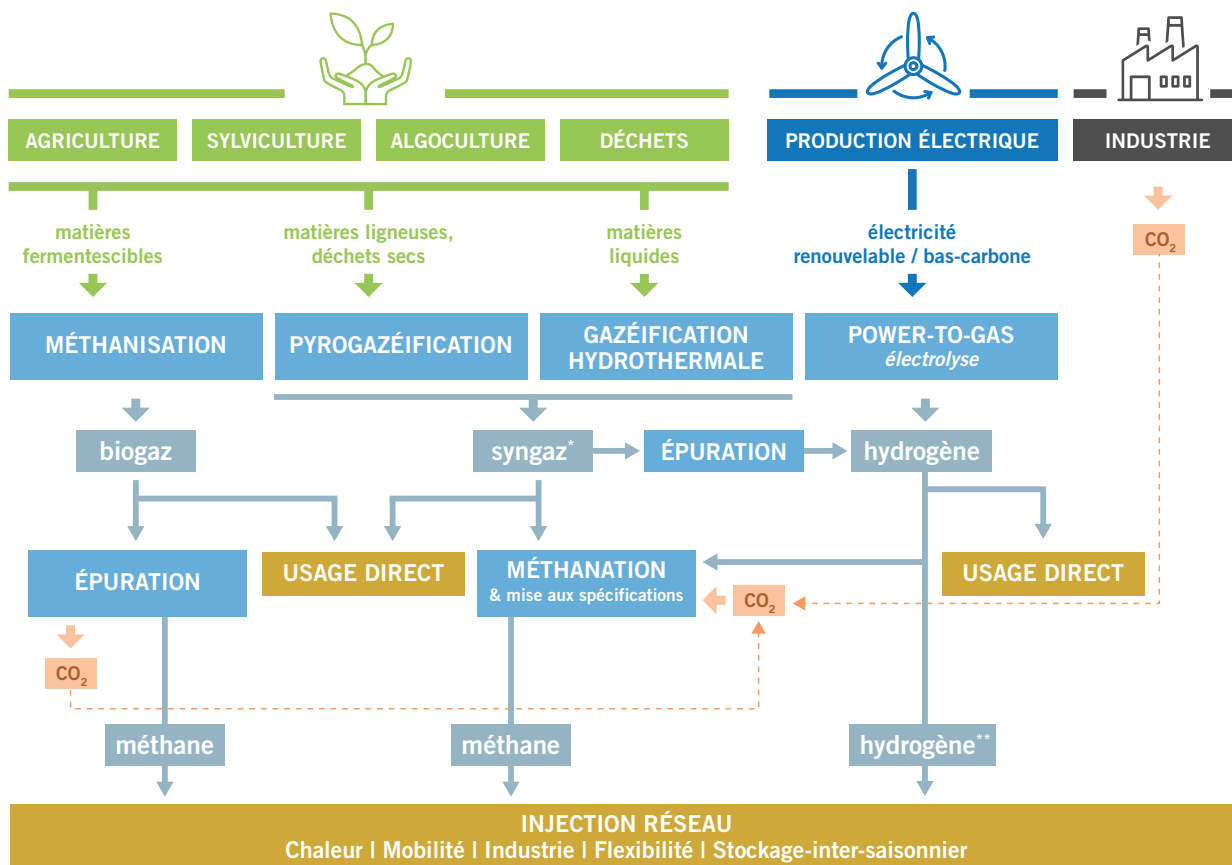
Le **développement conjoint des différentes filières de production de gaz renouvelables** (méthanisation, pyrogazéification, power-to-gas ou encore gazéification hydrothermale) vient en réponse à l'urgente nécessité de décarboner **nos consommations énergétiques et de nous affranchir des énergies fossiles**.

Ces modes de production **valorisent des ressources territoriales** disponibles au plus près des besoins, **font émerger de nouveaux modèles d'économie circulaire** et permettraient d'atteindre 20% de gaz verts dans les réseaux à l'horizon 2030 et la neutralité carbone en 2050.

À la sortie de la crise sanitaire actuelle, les **filières gaz verts constituent ainsi un atout majeur pour notre économie** : au-delà des emplois créés et de leur répartition sur les territoires, qu'elles permettent de dynamiser, elles sont un moyen de consolider notre système énergétique, sa sécurité, sa souplesse et son indépendance vis-à-vis des aléas de conjoncture.

Les technologies de production de gaz renouvelables et bas-carbone sont variées et s'appuient sur des filières industrielles complémentaires, présentant des stades de développement différents. Les principaux flux de matières et d'énergies en jeu sont représentés dans le schéma ci-dessous :

ECOSYSTÈME DES FILIÈRES GAZ VERTS



* Gaz de synthèse (ou syngaz) composé principalement de H₂, de CO, de CO₂ et de CH₄. Le syngaz peut être qualifié de biogaz s'il est issu de matières biogéniques. ** « À court terme, le taux de 6% en volume d'hydrogène est atteignable dans la plupart des réseaux, hors présence d'ouvrages ou d'installations sensibles chez les clients » Rapport des opérateurs gaziers – Nov. 2019

Le développement de ces filières se fait en parallèle et sur des temporalités différentes. La méthanisation permet dès aujourd'hui de produire à grande échelle du biométhane injectable (3,6 TWh produits en 2020) et est déjà entrée en phase de massification. Les démonstrateurs de pyrogazéification et de power-to-gas permettent

quant à eux d'engager l'industrialisation de ces modes de production tout en continuant à optimiser leurs performances et à diminuer leurs coûts pour atteindre un déploiement à grande échelle dès 2030. D'autres modes de production innovants, tels que la gazéification hydrothermale, prendront également part au verdissement des gaz de réseaux à horizon 2050.

POUR EN SAVOIR +

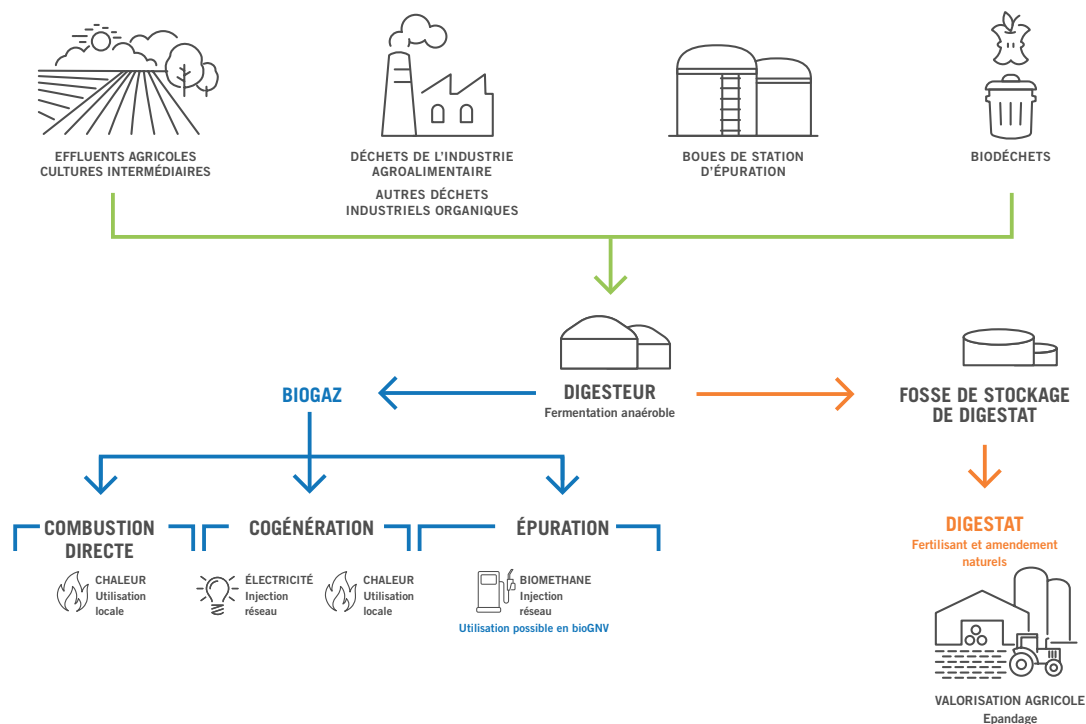
Quelques rappels sur les principales filières de production de gaz renouvelables et bas-carbone : biogaz, gaz de synthèse et hydrogène

LA METHANISATION

- La méthanisation est un mode de transformation de la matière organique en énergie (biogaz) et fertilisant (digestat). C'est une technologie basée sur la dégradation de la matière organique par des micro-organismes, en conditions contrôlées et en l'absence d'oxygène. Les matières traitées sont principalement issues de l'agriculture, mais il peut aussi s'agir de déchets de l'industrie agro-alimentaire ou de stations d'épuration. Le biogaz peut être valorisé sur place en chaleur, en électricité (avec cogénération de chaleur) ou épuré en biométhane utilisable comme du gaz naturel dans l'industrie, le résidentiel ou la mobilité (bioGNV).

LE PROCÉDÉ DE MÉTHANISATION

(source GERES)



- La filière s'est développée depuis 2000 grâce à plusieurs mécanismes de soutien pour la valorisation du biogaz. Participant à la diversification et la résilience des exploitations agricoles, elle représente un millier d'unités en 2020, depuis le digesteur « à la ferme » jusqu'à l'usine exploitée par un énergéticien ou un gestionnaire de déchets. Les pouvoirs publics attendent aujourd'hui une professionnalisation, engagée avec la création de labels et de formations, et une baisse des coûts, entraînée par la réduction des subventions et la massification permettant de standardiser les activités et composants.

2. Quelle place pour le gaz dans le futur mix énergétique ?

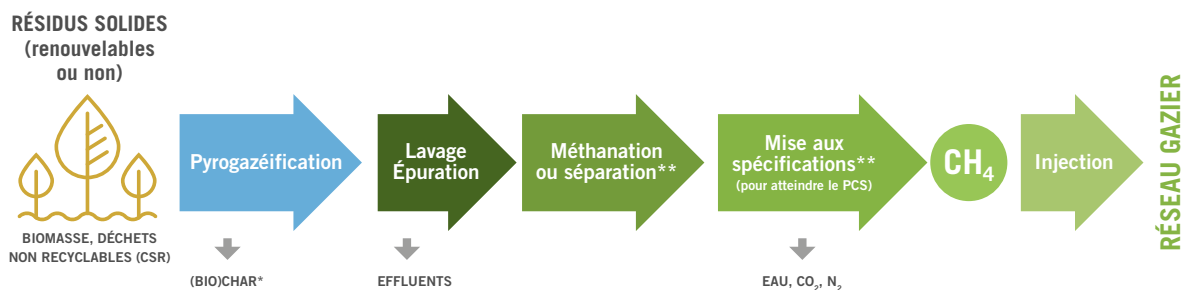
POUR EN SAVOIR +

LA PYROGAZEIFICATION

- La pyrogazéification est un traitement thermo-chimique qui permet, en absence ou défaut d'oxygène, de convertir des matières organiques relativement sèches (biomasses ligneuses - connexes de scieries, bois en fin de vie, résidus de cultures, etc.) mais aussi des déchets divers (Combustibles Solides de Récupération, pneus usagés, boues de stations d'épurations séchées, etc.) en composés énergétiques, qui se présentent selon les procédés sous forme solide, liquide ou gazeuse (gaz de synthèse ou syngaz composé principalement d'H₂, CO, CO₂ et CH₄) et qui gardent leur potentiel énergétique pour une utilisation ultérieure. Cette conversion de la matière en composés énergétiques ouvre la voie à une multitude de modes de valorisation : production de chaleur et/ou d'électricité, de gaz renouvelables (méthane et hydrogène) ou de carburants.

LE PROCÉDÉ DE PYROGAZÉIFICATION

(source GRT Gaz)



* La qualité et la quantité de (bio)char sera très variable en fonction du type de procédé et de l'intrant. En fonction de ses caractéristiques, le biochar pourra notamment être valorisé en agriculture (amendement des sols, puits de carbone, etc.).

** Les briques aval de traitement du gaz de synthèse dépendent du mode de valorisation visé (cogénération, production d'hydrogène, de méthane, de (bio)carburants, etc.). Seule la production de méthane de synthèse injectable en réseau est ici représentée.

La pyrogazéification est une filière s'adaptant à un large spectre de conjonctures territoriales, tant en termes de ressources valorisables, de capacités et de modes de valorisation. Un écosystème dynamique d'entreprises innovantes est aujourd'hui prêt à déployer ces technologies sur le territoire et propose des solutions modulables permettant de valoriser une large gamme d'intrants via une production d'énergie (renouvelable ou de récupération) locale. En parallèle, les acteurs des territoires (industriels, gestionnaires de ressources en recherche d'exutoires pour leurs sous-produits, etc.) reconnaissent dans les technologies de pyrogazéification une nouvelle solution pour valoriser des ressources locales et décarboner leurs consommations d'énergies.

Pour impulser son déploiement à grande échelle, la filière a cependant besoin d'une réglementation adaptée à l'échelle et à la vie des projets et d'un soutien assumé de la part des pouvoirs publics (ex : appels à projets pour l'injection dans les réseaux, appels d'offres en cogénération et production de biocarburants, char, etc.).

2. Quelle place pour le gaz dans le futur mix énergétique ?

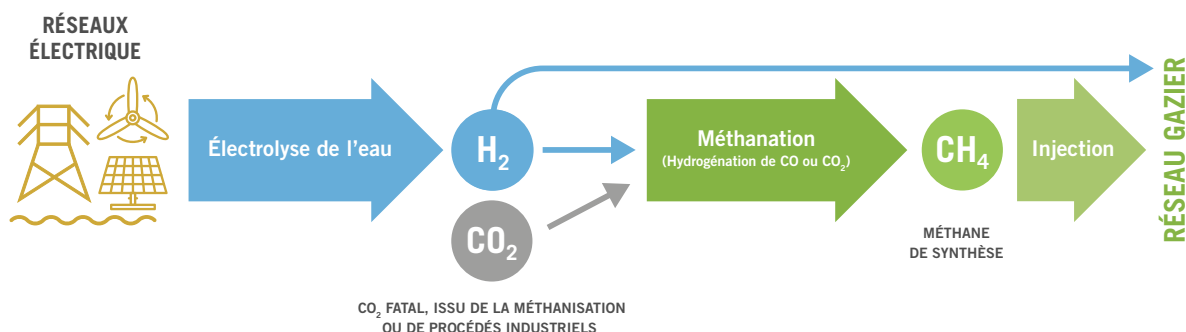
POUR EN SAVOIR +

LE POWER-TO-GAS

- ▶ Le « Power-to-Gas » consiste à convertir de l'électricité d'origine renouvelable (photovoltaïque, éolien, etc.) ou bas-carbone, en hydrogène, par électrolyse de l'eau. Cet hydrogène peut alors être consommé localement, avec ou sans stockage intermédiaire, dans différents secteurs (mobilité/transport, résidentiel/ tertiaire, industrie), ou injecté en mélange dans les infrastructures de gaz. Cet hydrogène peut également être converti en méthane (CH_4) par une étape de méthanation puis injecté dans les réseaux.

LE PROCÉDÉ POWER-TO-GAS

(source GRT Gaz)



Avec plus d'une centaine de projets de production d'hydrogène par électrolyse en France, la filière passe aujourd'hui en phase d'industrialisation. Dévoilée en septembre dernier, la France se dote d'une Stratégie Nationale Hydrogène ambitieuse qui consacre plus de 7 Mds d'euros jusqu'en 2030 au développement de l'hydrogène décarboné dans l'industrie et la mobilité lourde ainsi que dans la R&D afin de préparer les usages de demain. Ce soutien intègre notamment un mécanisme permettant de compenser le surcoût de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone comparé à son équivalent fossile.

Complémentaire aux usages directs, l'injection de cet hydrogène, en mélange avec le gaz naturel ou après méthanation, dans les infrastructures de gaz apporte un levier complémentaire à la décarbonation des usages du gaz et constitue un outil efficace de flexibilité des systèmes électriques. Cette valorisation nécessite encore aujourd'hui des actions de R&D et des opérations pilotes pour lever les contraintes liées à l'impact de l'hydrogène sur les infrastructures existantes et les usages actuels du gaz naturel. Cependant, l'objectif de neutralité carbone à 2050 couplé au développement attendu des renouvelables électriques fait dès aujourd'hui du power-to-gas une solution indispensable au mix énergétique de demain.

Démonstrateur de power-to-gas Jupiter 1000
Crédit photo : Technivue – Stéphane GRUFFAT

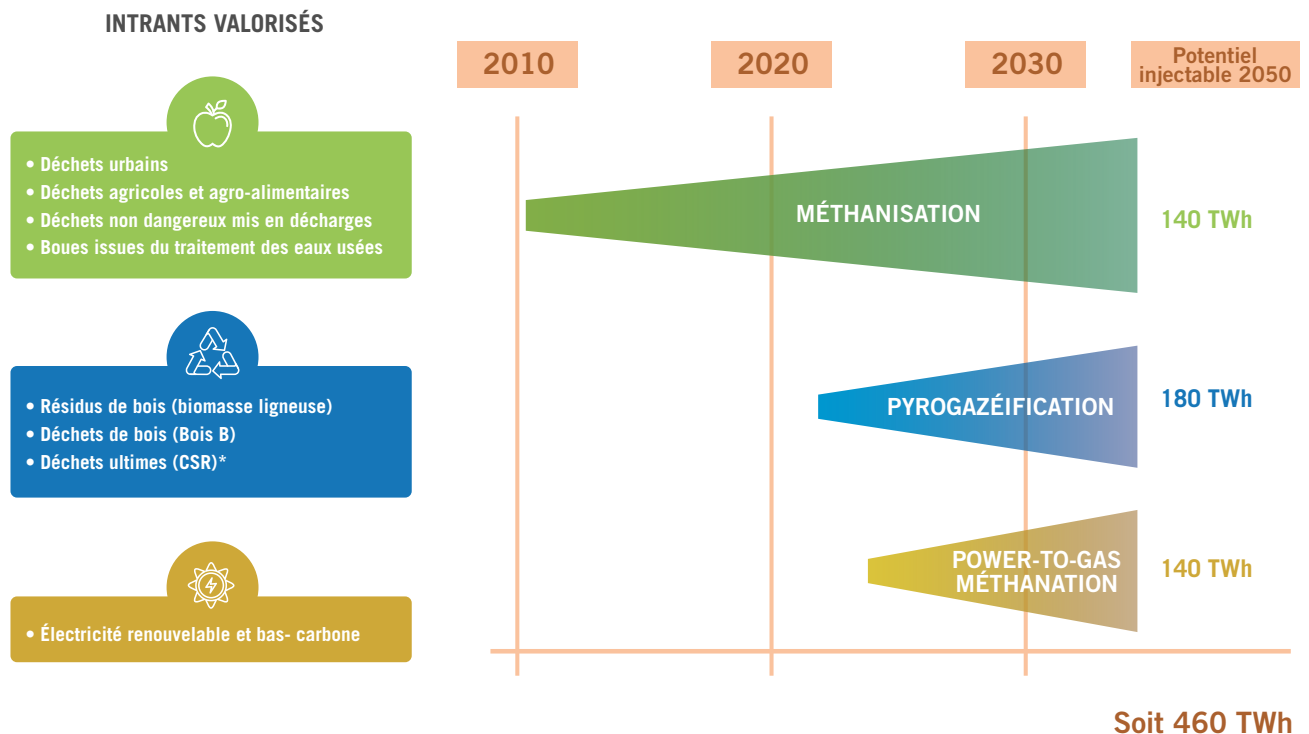
Vers « un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? »

Une étude ADEME parue en 2018 et réalisée par Solagro démontre qu'un mix gazier 100% renouvelable est possible en s'appuyant sur une combinaison de sources d'énergies renouvelables et bas-carbone (biomasse, éolien, PV, etc.).

Ce rapport analyse les conditions de faisabilité technico-économique d'un système gazier basé à 100% sur du gaz renouvelable à horizon 2050 et propose différents scénarios de développement en s'appuyant sur les ressources « primaires » (non-transformées) disponibles dans nos territoires et sur les perspectives de baisse de consommation de gaz à horizon 2050.

D'après cette étude, le potentiel total de ressources primaires renouvelables susceptibles de produire du gaz s'élève à environ 620 TWh et ceci selon les conditions suivantes :

- ▶ Sans concurrence avec les usages « matières premières » (agriculture, forêt, industrie du bois et biomatériaux) et alimentaires qui restent prioritaires ;
- ▶ Avant toute affectation selon des usages énergétiques concurrents (par exemple, le bois énergie peut être utilisé en chaudière).
- ▶ Et en prenant en compte les critères de durabilité (les cultures énergétiques dédiées sont ainsi exclues).



*Combustibles Solides de Récupération - Produits à partir de déchets non dangereux qui ne peuvent être triés ou recyclés

Source : Etude « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? », ADEME, 2018

2. Quelle place pour le gaz dans le futur mix énergétique ?

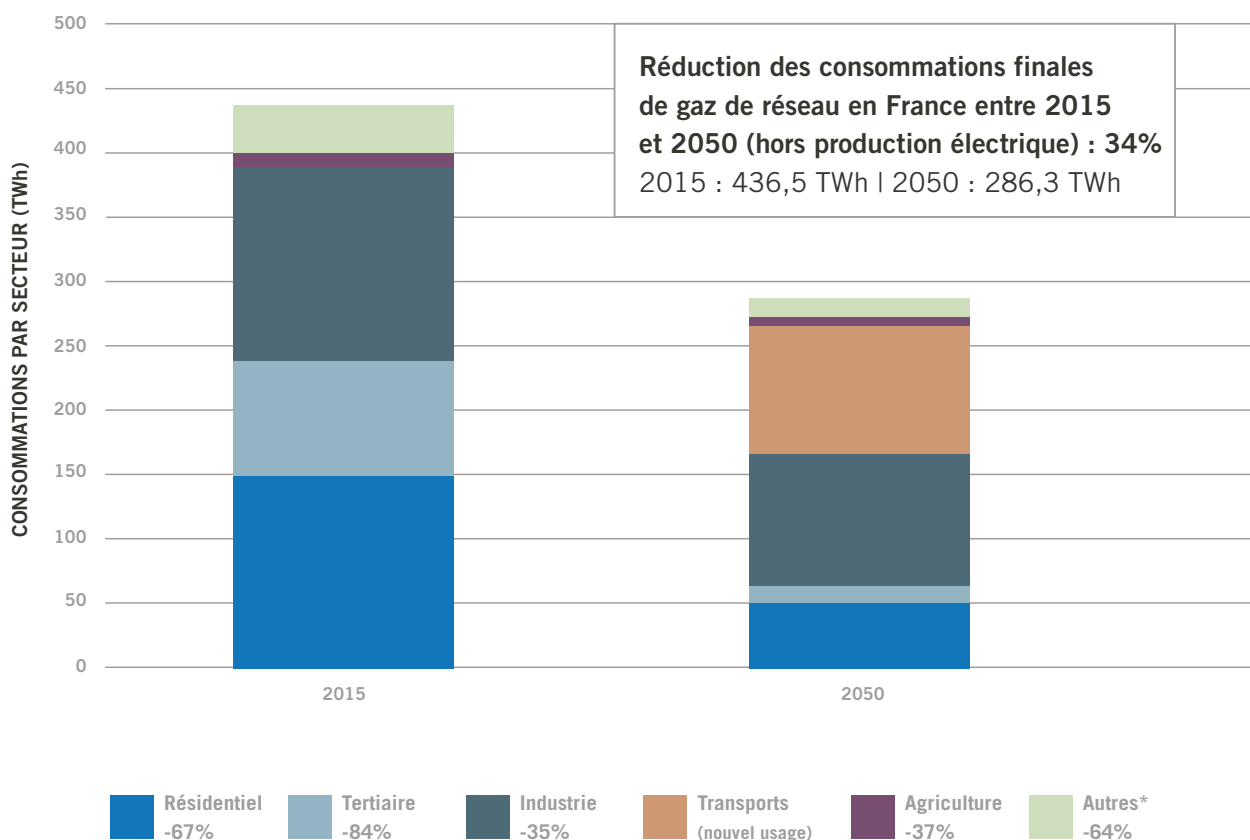
En prenant en compte les rendements de conversion, le potentiel théorique de ressources primaires identifié pourrait produire jusqu'à 460 TWh de gaz renouvelable injectable :

- ▶ **30%** pourraient être fournis avec la filière mature de **méthanisation**, qui permet de convertir les intrants d'origine agricole, les biodéchets et les résidus d'algues pour produire jusqu'à 140 TWh de gaz ;
- ▶ **40%** pourraient être fournis par la filière **pyro-gazéification** sur le bois et ses dérivés, les combustibles solides de récupération (CSR) et une faible fraction de résidus agricoles, pour produire jusqu'à 180 TWh de gaz ;
- ▶ **30%** pourraient être fournis par le **power-to-gas** dans le contexte d'un mix électrique 100 % renouvelable visant à maximiser la production de gaz de synthèse, soit 140 TWh de gaz.

L'étude propose ensuite un cadrage prospectif modélisant l'évolution de la demande de gaz de réseau en 2050 par rapport à 2015 et reposant sur un « scénario volontariste d'efficacité et optimisation énergétique avec une baisse globale des volumes en 2050 de près de 35 % par rapport à 2015 ».

Les évolutions proposées dans ce scénario sont résumées dans la figure ci-dessous. En 2050, on observe une hausse des usages dans les transports (gaz carburant) et, notamment grâce à des actions de sobriété et d'efficacité énergétique, une forte baisse des consommations liées au chauffage dans les bâtiments résidentiels et tertiaires.

ÉVOLUTION DES CONSOMMATIONS FINALES DE GAZ DE RÉSEAU



*Pertes, secteur eau et déchet, consommations internes branche, cogénération, secteur des raffineries
Données issues de l'étude ADEME « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? » (2018)

(...)



3

Renforcer les synergies entre filières pour un mix gazier 100% renouvelable

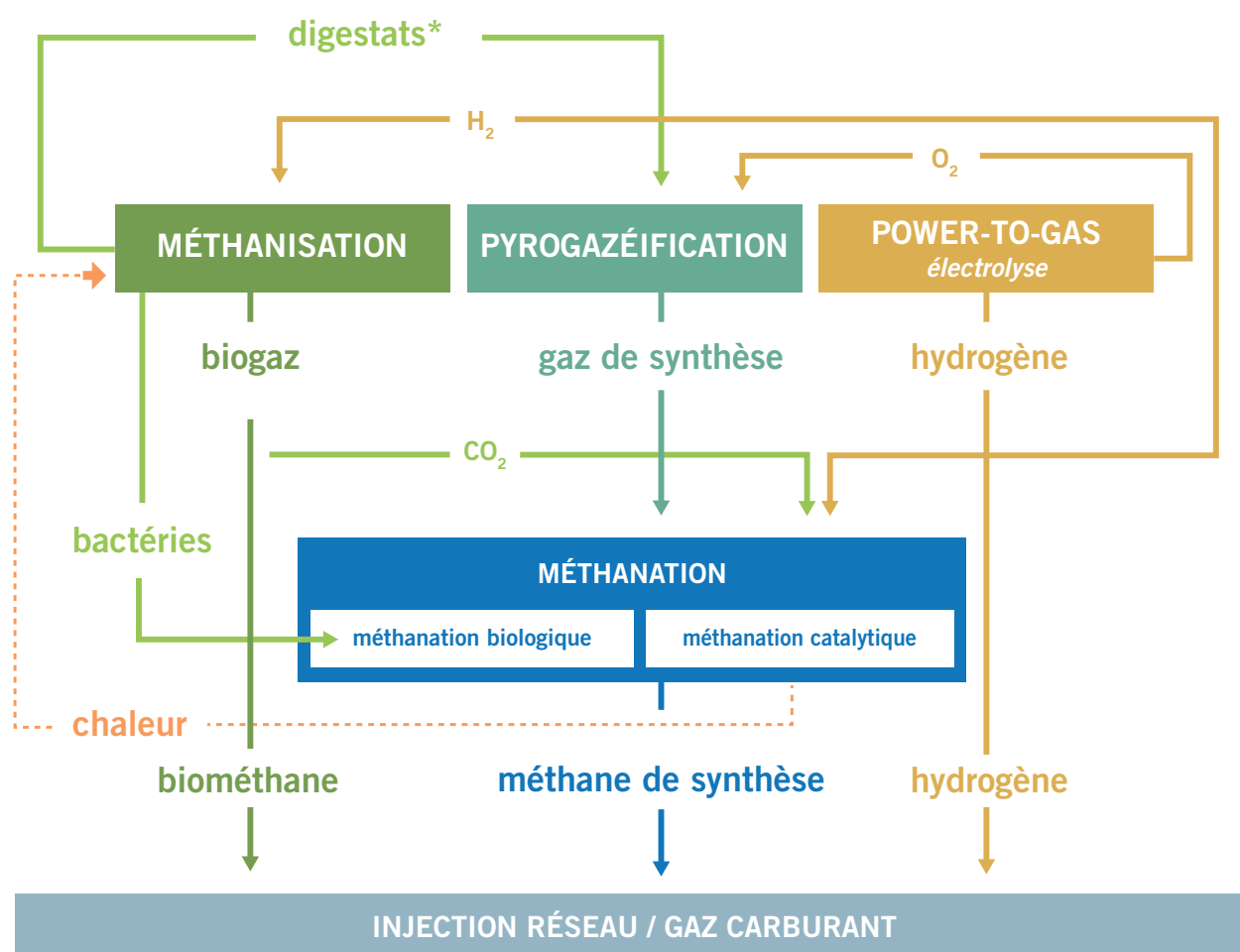
Les moyens de production de gaz renouvelables développés aujourd'hui s'appuient sur des ressources et des technologies variées, permettant ainsi d'envisager des complémentarités et des synergies entre les filières.

Au-delà de la mutualisation des équipements nécessaires à l'injection de ces gaz dans les infrastructures existantes (raccordement et extension éventuelle au réseau de gaz existant, contrôle de la qualité du gaz produit, compression des gaz, odorisation, dispositif de comptage,

système de contrôle/commande du débit et de la pression, etc.), des synergies existent au sein même des technologies et des procédés mis en œuvre.

En effet, comme illustré dans la Figure ci-dessous, la recherche de couplage entre ces procédés biologiques, électrochimiques et thermochimiques permet d'identifier des voies d'optimisation maximisant les performances et mutualisant les coûts.

SYNERGIES POSSIBLES ENTRE LES FILIÈRES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS-CARBONE



* en cas de retour au sol difficile du digestat comme fertilisant

Les couplages « Méthanisation » et « Pyrogazéification »

Optimiser l'accès à la ressource

Alors que la méthanisation s'appuie sur une valorisation des matières biologiques fermentescibles, notamment issues de l'agriculture, la filière pyrogazéification valorise quant à elle des biomasses ligneuses non fermentescibles. Cette complémentarité sur les ressources agricoles permet d'optimiser leur utilisation pour produire du gaz et s'affranchir de tout risque de concurrence entre les filières.

Maximiser le volume de gaz produit en cas de retour au sol du digestat difficile

Dans des situations particulières où le retour au sol du digestat (coproduit fertilisant de la méthanisation) est contraint (milieu urbain avec un accès difficile ou limité à des terres épanchables, composition du digestat ne permettant pas un amendement des sols de qualité, etc.),

sa gazéification peut présenter une alternative intéressante. En effet, même si le retour au sol des sous-produits issus de la méthanisation est à privilégier, la pyrogazéification peut permettre de traiter le digestat afin de maximiser la conversion des matières traitées en gaz renouvelable, celui-ci pouvant alors être consommé localement ou épuré et injecté.

La gazéification hydrothermale, technologie de conversion de biomasses humides permettant le traitement de résidus et de déchets organiques (boues de stations d'épuration, digestats de méthanisation, effluents d'élevage, résidus et coproduits des industries agroalimentaires, etc.), peut également se présenter comme un procédé alternatif ou complémentaire aux technologies existantes de conversion de biomasse en gaz renouvelable.

Exemple de mise en œuvre

Face aux difficultés rencontrées par les secteurs du traitement de l'eau et des déchets, dont les activités génèrent des déchets ultimes pour lesquels le retour au sol après valorisation matière devient de plus en plus complexe, quand il n'est pas proscrit, le Syctom et le SIAAP ont lancé conjointement le partenariat d'innovation Cométhà qui vise à l'élaboration de nouvelles solutions techniques répondant aux enjeux actuels.

L'objectif global du partenariat d'innovation lancé par les deux collectivités est de disposer d'une unité de traitement par co-méthanisation à haut rendement des boues de stations d'épuration et de la fraction organique résiduelle des déchets ménagers, permettant :

une maximisation de la valorisation énergétique, une minimisation de la production des sous-produits et une optimisation de leur valorisation et, d'une manière plus générale, une optimisation de la conversion du carbone.

Le projet inclut la filière complète de co-méthanisation, y compris les équipements techniques complémentaires permettant la gestion des sous-produits notamment des digestats. Les solutions retenues par le Syctom et le SIAAP à ce stade intègrent pour la transformation de ces sous-produits des technologies de traitement thermo-chimique (pyrolyse haute température, carbonisation hydrothermale).

Les couplages « Méthanisation » et « Power-to-gas »

Injection d'H₂ électrolytique dans le réacteur de méthanisation

Ce couplage permettrait de booster la production de méthane en maximisant l'efficacité globale des réactions mises en œuvre. Le digesteur est ici utilisé comme un réacteur de méthanation biologique. Ce couplage permet également de réduire les émissions de CO₂ biogénique car celui-ci est transformé en méthane par association avec l'hydrogène.

Méthanation du CO₂ issu de méthanisation

Le processus de méthanisation de matière organique produit un gaz riche en méthane et en CO₂. Pour le rendre compatible avec l'injection dans les réseaux, il est alors nécessaire de l'épurer pour

en isoler le méthane, composé essentiel du gaz naturel. Ce CO₂, d'origine biogénique, peut quant à lui également être valorisé par combinaison avec de l'hydrogène pour former du méthane grâce une étape de méthanation.

Le couplage d'un méthaniseur avec un électrolyseur permet alors de maximiser le volume de gaz produit et de valoriser le CO₂ qui est sinon rejeté dans l'atmosphère.

Par ailleurs, la chaleur issue du procédé de méthanation catalytique peut être utilisée pour maintenir les digesteurs à leur température optimale (souvent 35 à 40°C).

Exemple de mise en œuvre

Piloté par Storengy, filiale d'Engie, le démonstrateur MéthyCentre a pour objectif d'obtenir du gaz d'origine renouvelable (méthane renouvelable d'une part et hydrogène renouvelable d'autre part) grâce au couplage d'un électrolyseur membranaire et méthanation catalytique en association avec une unité de méthanisation. Cette unité optimisée permet de minimiser les coûts globaux en favorisant les synergies : valorisation du CO₂ contenu dans le biogaz grâce à la méthanation, mutualisation des équipements de purification et d'injection de l'unité de

méthanisation et de méthanation, utilisation de l'oxygène de l'électrolyseur pour la purification des gaz issus de la méthanisation, valorisation de la chaleur du méthaneur pour la méthanisation et ouverture à la mobilité hydrogène.

Sur le même principe, le projet Hycanais permettra de coupler un électrolyseur à une installation de stockage de déchets non dangereux produisant du biogaz et de tester ainsi la voie biologique de la méthanation.

Les couplages « Pyrogazéification » et « Power-to-gas »

Mutualisation des technologies de méthanation

Les filières de production de gaz renouvelables par pyrogazéification et de power-to-methane s'appuient sur une brique technologique commune : la méthanation.

Cette étape de méthanation, réalisée par voie catalytique ou biologique, est une réaction de synthèse du méthane (CH₄) réalisée à partir de dihydrogène (H₂) et de monoxyde de carbone (CO) ou de dioxyde de carbone (CO₂).

Cette synergie permet de mutualiser les travaux de recherche et de développement de cette technologie et d'en diminuer le coût par un effet sur les volumes. Il est aussi possible d'introduire en méthanation biologique des bactéries actives en méthanisation.

Valorisation de l'oxygène d'électrolyse dans un processus de pyrogazéification

La réaction d'électrolyse de l'eau, technologie sur laquelle s'appuie le principe du power-to-gas, produit de l'hydrogène mais également de l'oxygène. Aujourd'hui, relâché dans l'atmosphère en sortie d'électrolyseur, cet oxygène peut être utilisé comme agent gazéifiant (en remplacement de l'air) afin de maximiser la conversion de la matière carbonée en un gaz de synthèse à haut pouvoir calorifique puis, via une étape de méthanation du syngaz, de méthane. Le gaz de synthèse ainsi produit ne contient pas d'azote (composé neutre et majoritaire de l'air), limitant ainsi les besoins de purification et de séparation des gaz en sortie de gazéifieur.

Permettant de valoriser l'oxygène co-produit par électrolyse et d'améliorer la rentabilité globale du système électrolyseur-gazéifieur, ce couplage a d'ores et déjà été identifié par les développeurs de projets en France et constitue la base de plusieurs projets en cours de montage.

Des synergies à renforcer pour soutenir le déploiement optimisé des filières de production de gaz renouvelables et bas-carbone

Mise en commun de ressources, valorisation de co-produits, valorisation de chaleur fatale, gains sur les rendements, etc. : les opportunités de couplage entre les différentes technologies de production de gaz renouvelables et bas-carbone sont diverses et d'ores et déjà identifiées par les acteurs de nos filières. Elles représentent

un potentiel majeur de développement commun et optimisé (amélioration de l'efficacité énergétique, des rendements de production, économies en CAPEX et en OPEX, etc.) de ces modes de production à encourager, en complément des développements et améliorations déjà engagés sur chacune de ces filières.

Innovover

Eaux usées : la méthanation booste la méthanisation

La communauté d'agglomération de Pau Béarn Pyrénées porte un projet exemplaire d'économie circulaire à partir de sa station d'épuration des eaux usées. Il s'appuie sur deux technologies innovantes majeures, et en particulier la méthanation.

La station d'épuration de Lescar (190 000 équivalents-habitants, EH), à Pau dans les Pyrénées-Atlantiques, fonctionne de façon tout à fait classique, avec des boues activées. Les boues déshydratées par centrifugeuse sont ensuite transportées par camion (vingt-cinq par jour) dans un incinérateur situé à 20 km. « Le point de départ du projet a été de trouver une alternative à l'incinération et au transport des boues. La méthanisation est apparue comme étant la meilleure solution d'un point de vue technico-économique. En revanche, cette technique rejette du CO₂ dans l'atmosphère. Nous avons donc cherché une solution pour valoriser ce CO₂ », explique Alexandre Lecomte, directeur du cycle de l'eau à l'agglomération.

Or, à proximité de la station, un projet d'installation de 12 000 panneaux photovoltaïques sur un ancien centre d'enfouissement des ordures ménagères est en cours. D'où l'idée de recourir à la méthanation. Ce procédé permet de transformer le CO₂ en méthane de synthèse. Pour cela, il est combiné avec de l'hydrogène, produit sur place par électrolyse (en partie grâce à l'électricité fournie par les capteurs solaires), dans une unité de méthanation catalytique. Cette réaction produit beaucoup de chaleur (250 à 400 °C) qui sera récupérée pour la filière boue. Au final, l'installation sera à énergie positive et aura un bilan carbone négatif. Les émissions de CO₂ seront réduites de moitié par rapport à l'usine actuelle. Ce traitement de 100 % du CO₂ issu de la méthanisation de boues urbaines serait une première mondiale.



Le méthane est aussi produit par une unité de méthanisation classique. Tout le méthane produit (par méthanisation et méthanation) sera injecté dans le réseau de gaz de la ville, de même que le méthane de synthèse (4 400 MWh/an), pour une production totale de 13 000 MWh/an. Cette expérimentation s'inscrit dans le cadre du développement de la filière Power-to-Gas. L'agglomération fait en effet partie des trois lauréats de l'appel à projets « Power-to-Méthane », initié par GRDF fin 2020. Seconde innovation, les boues seront déshydratées par un procédé inédit d'ultra-déshydratation par carbonisation hydrothermale, permettant, d'une part, d'accroître la production de biométhane et, d'autre part, de produire une nouvelle ressource : le biochar (siccité proche de 70 % pour une consommation d'énergie divisée par quatre). Cette matière pourra être brûlée dans l'unité de valorisation énergétique Valorbéarn, située à proximité de la station d'épuration. Elle pourrait aussi servir d'engrais agronomique. « Sur ce point, nous attendons la parution d'un décret sur l'utilisation des boues urbaines, prévu pour début 2022 », précise le directeur. Pour boucler la boucle, l'excédent de chaleur issu de la méthanation pourrait

servir à l'installation d'une entreprise privée d'aquaponie et de maraîchage. Des discussions à ce sujet viennent de débiter avec l'entreprise Eauzons. Au total, le coût du projet s'élève à 33 millions d'euros, dont un peu plus de 9 millions consacrés à la méthanation. Plus de 5 millions de subventions publiques sont attendues. Les recettes escomptées par la vente de méthane s'élèvent à 1,1 million d'euros par an. « Elles doivent permettre à terme de reconstituer la capacité d'autofinancement pour investir sur le réseau d'assainissement, sans augmenter le tarif de la redevance », souligne le directeur.

Ce marché global de performance (construction, exploitation), d'une durée de dix-sept ans pour un chiffre d'affaires cumulé de 79 millions d'euros, a été remporté par Suez et le groupement composé de Storengy (filiale d'Engie), Egis, Sogea/Vinci et Camborde Architectes. Jusqu'à présent, l'agglomération était liée à Veolia par un marché de prestation de service, qui s'achève au 31 décembre 2021. Le démarrage des travaux de cette « Biofactory » est prévu pour janvier 2022. D'une durée de deux ans, ils devraient s'achever à l'automne 2023. | Par Sylvie Luneau

(...)

INTRODUCTION

Pourquoi et comment informer et dialoguer autour de votre projet de méthanisation ?

Le développement de votre nouvelle activité peut interagir avec de nombreux acteurs locaux et générer beaucoup d'attention. Par principe vertueuse pour l'environnement, la méthanisation va en effet induire, quelle qu'en soit la perception positive ou négative, des changements sur le territoire. Alors que la plupart des porteurs de projets hésitent à communiquer, le fait d'informer et la capacité de dialoguer peuvent pourtant contribuer à faire comprendre votre démarche.

Ce guide explique comment analyser la situation, contexte unique de votre projet, et propose une série d'outils et méthodes pour informer et dialoguer. Il présente également des ressources pour vous accompagner et une série de fiches de retours d'expérience.

La création de ce guide destiné principalement aux agriculteurs qui portent un projet de méthanisation est complémentaire d'autres outils :

- une grille d'analyse des projets de méthanisation destinée aux associations environnementales qui souhaitent dialoguer avec un porteur de projet (le Méthascope, développé par France Nature Environnement) ;
- un livret pédagogique grand public (à paraître) pour permettre de comprendre la méthanisation et répondre aux interrogations sur les principaux sujets sociétaux.

Ce guide vous invite à créer de meilleures conditions pour développer votre future activité de méthanisation en devenant acteur de l'information et du dialogue autour de votre projet.

UN NOUVEAU RÔLE POUR LES AGRICULTEURS ?

Vous envisagez de **créer une filière de valorisation** de la matière organique. Cette nouvelle activité vous positionne sur des **champs d'intervention nouveaux** aux yeux du public pour la profession agricole. Production d'énergie, gestion et traitement de déchets, logistique et transports, production d'engrais organique sont souvent confiés à de grands groupes, des industriels ou des collectivités. Les agriculteurs qui s'intéressent à la méthanisation de matières organiques locales s'inscrivent dans une transition énergétique, mais aussi **une transition écologique**

globale du fonctionnement de notre société. Avec l'évolution de votre rôle d'agriculteur, les attentes, en terme de fiabilité, de crédibilité, de sécurité de la part de la population évoluent aussi. Comme dans d'autres professions, c'est la **Responsabilité Sociétale de votre Entreprise (RSE)** qui est en jeu.

LE BESOIN DE CONFIANCE

Dans les zones urbaines ou rurales susceptibles d'accueillir une unité de méthanisation, les habitants sont de plus en plus exigeants vis à vis du **respect de leur cadre de vie**. On aspire à vivre bien, dans un environnement sain et tranquille. La vigilance apportée à la qualité de l'air, de l'eau, à l'environnement sonore, olfactif, au trafic routier, à la qualité des paysages en témoigne. Or certains **risques éventuels de la pratique de la méthanisation** sont souvent présentés comme des nuisances inéluctables alors qu'une analyse objective et des mesures de prévention efficaces permettent d'en relativiser la portée ou l'occurrence. Les citoyens ont la capacité de comprendre qu'il existe autant de méthodes, outils et moyens de ne pas les exposer. Et c'est avant tout la **confiance accordée aux porteurs du projet qui conditionnera leur appréciation**.

Or la confiance se construit activement avec l'information et le dialogue envers les parties prenantes du territoire d'implantation d'une unité de méthanisation. Car établir la confiance impose de **se faire connaître**, donner régulièrement des nouvelles, s'intéresser aux autres, échanger respectueusement, dans la durée. La confiance est fragile, elle doit être soigneusement entretenue. L'attention que porteront les porteurs du projet à établir et à maintenir la confiance conditionnera fortement la **capacité des parties prenantes à mieux comprendre leur démarche sur le territoire**.

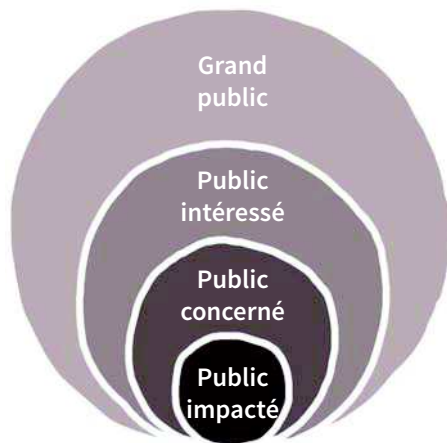
PREMIERS RÉFLEXES



QUI INFORMER ?

Les parties prenantes

Les citoyens, le grand public, les habitants, les élus, les associations, les entreprises, les riverains : qui compose l'entourage du projet ? Les « parties prenantes » regroupent toutes les personnes qui sont impactées, concernées ou intéressées par le projet en fonction de ses contours. Toutes les parties prenantes vont, à des niveaux différents selon leur situation, vouloir interagir avec vous. Il est donc recommandé de les identifier au préalable et de les informer.



PARTIES PRENANTES

.....
Si on vous reproche de présenter un projet qui n'est pas terminé, dites-vous que c'est le meilleur compliment que l'on puisse faire à votre démarche de dialogue.

.....
Si vous n'informez pas vous-mêmes, ce sont des tiers, bienveillants ou pas, qui diffuseront de l'information (une partie prenante ou un média par exemple). L'information n'est alors pas directe, elle peut être altérée : inspirera-t-elle confiance ?

.....
Informez et instaurez le dialogue repose essentiellement sur votre volonté. Les dispositions réglementaires applicables au développement de la méthanisation n'obligent en effet à informer et consulter que tardivement (après dépôt du dossier Installation Classée pour la Protection de l'Environnement ICPE) et seulement dans certains cas.¹

QUAND COMMENCER ?

Le plus tôt possible

Dès les premières études, au stade de l'intention, plus vous informez les parties prenantes en amont, plus vous suscitez leur confiance. **Le bon moment pour communiquer c'est quand tout va bien** : les citoyens sont alors dans une posture d'accueil de l'information.

La communication autour de votre projet a pour but d'informer des personnes. Il faut donc se poser la question du moment de la communication non pas par rap-

port à l'avancement du projet, mais par rapport à ce que ces personnes sont en droit d'attendre.

« On communiquera plus tard, lorsqu'on aura tous les éléments ». Ce point de vue très fréquent précède quasi systématiquement les regrets des porteurs du projet : « On regrette de ne pas avoir informé les riverains du site d'implantation beaucoup plus tôt ».

COMMENT INFORMER ?

Parlez de vous et de votre démarche

Présentez-vous. Quoi de mieux pour faire connaissance que d'expliquer ce que vous produisez, depuis quand, où, pour qui, etc. Présenter vos partenaires ou prestataires permet de montrer que vous êtes entourés de professionnels, de compétences, d'une équipe.

Exposez vos motivations. Démarrer une nouvelle activité répond en général à des questions ou problématiques que vous vous posez de longue date, les raisons pour lesquelles vous avez choisi la méthanisation méritent d'être connues.

Présentez la méthanisation. Cette technologie est encore peu connue, et n'oubliez pas qu'au delà de la production d'une énergie renouvelable, c'est un moyen de recycler la matière organique de manière durable. Appuyez-vous sur le livret créé par l'ADEME.

Exposez votre démarche. Il est possible d'informer dès les premières réflexions, présentez l'avancement du projet par étapes, donnez un calendrier global, les détails pourront être précisés au fur et à mesure des décisions prises.

QUI PEUT VOUS AIDER ?

Se faire accompagner

Vous pouvez organiser vous-même votre démarche d'information et de dialogue, cela demande un engagement et du temps. Des professionnels peuvent aussi vous accompagner pour construire et mettre en œuvre les démarches. Vous pouvez solliciter votre Direction régionale ADEME, ou votre Conseil régional².

1. Voir les dispositions du Code de l'environnement sur la concertation préalable en ANNEXE 1

2. Voir nos conseils en ANNEXE 2



COMPRENDRE LES ENJEUX



STRUCTURER VOTRE DÉMARCHE POUR INFORMER ET DIALOGUER

COMPRENDRE LES ENJEUX DU TERRITOIRE ET ANALYSER LES JEUX D'ACTEURS

Pour concevoir un dispositif d'information et de dialogue adapté il est nécessaire :

- d'identifier les **parties prenantes** : personnes qui par leur fonction ou rôle peuvent interagir avec votre démarche pendant la phase de développement pendant la construction ou le fonctionnement de l'unité ;
- de définir les **moyens d'information et de dialogue** à mettre en place pour informer les parties prenantes ;
- d'**ajuster le calendrier** au contexte local (élections, modification de l'urbanisme, enjeu local concomitant, évènements) ;
- de connaître les **sujets prioritaires** selon les enjeux locaux (trafic routier, cadre de vie, sécurité, protection de l'environnement, etc.).

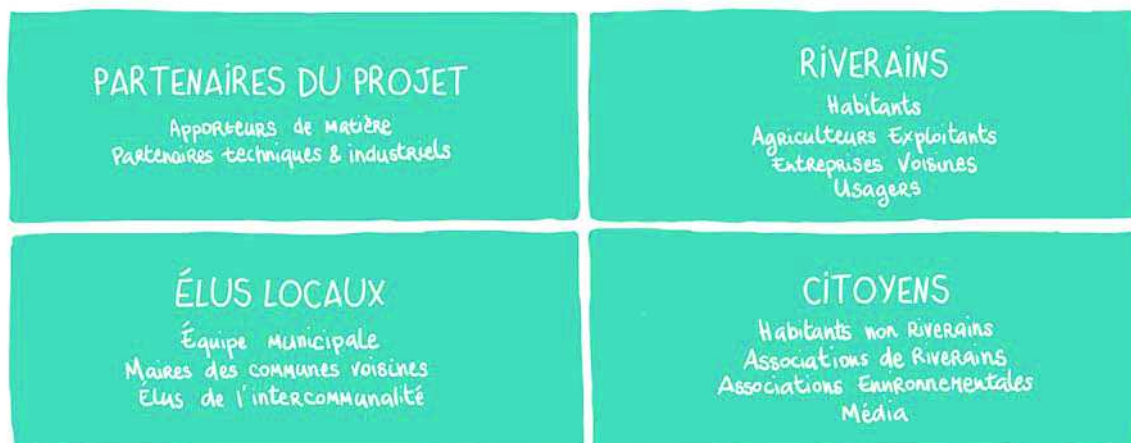
Chaque territoire est différent. Les parties prenantes qu'il s'agit d'informer et avec lesquelles échanger pour construire la confiance peuvent être différentes selon :

- le site d'implantation et son environnement proche ;
- le contexte local ;
- les matières valorisables ;
- les besoins du territoire en terme de gestion des matières organiques ou d'énergie.

Afin de recenser les facteurs qui peuvent interagir avec le projet, le porteur du projet doit très bien connaître le territoire et s'engager dans **une démarche de diagnostic** (très instructive y compris sur un territoire que l'on connaît déjà bien). Cette démarche permet de **comprendre les enjeux** et d'**identifier les parties prenantes**. Pour cela il est nécessaire de questionner les acteurs locaux.

Les thématiques à analyser sont l'économie du territoire (enjeux actuels et futurs – tourisme, industries locales, artisanat), l'environnement (sensibilités locales, ressources naturelles), l'agriculture (type de culture et d'élevage, perspectives), la société (démographie, emploi, urbanisation), la politique (échéances électorales, étiquettes politiques, oppositions municipales) et les autres unités de méthanisation en projet ou en service.

Cela nécessite donc de rencontrer quelques personnalités locales, ayant parfois des points de vue divergents, pour s'assurer d'avoir une photographie globale représentative du territoire (élus locaux, représentants d'associations, d'entreprises, de riverains)³. **Vous pouvez alors caractériser les enjeux locaux et identifier les parties prenantes.**



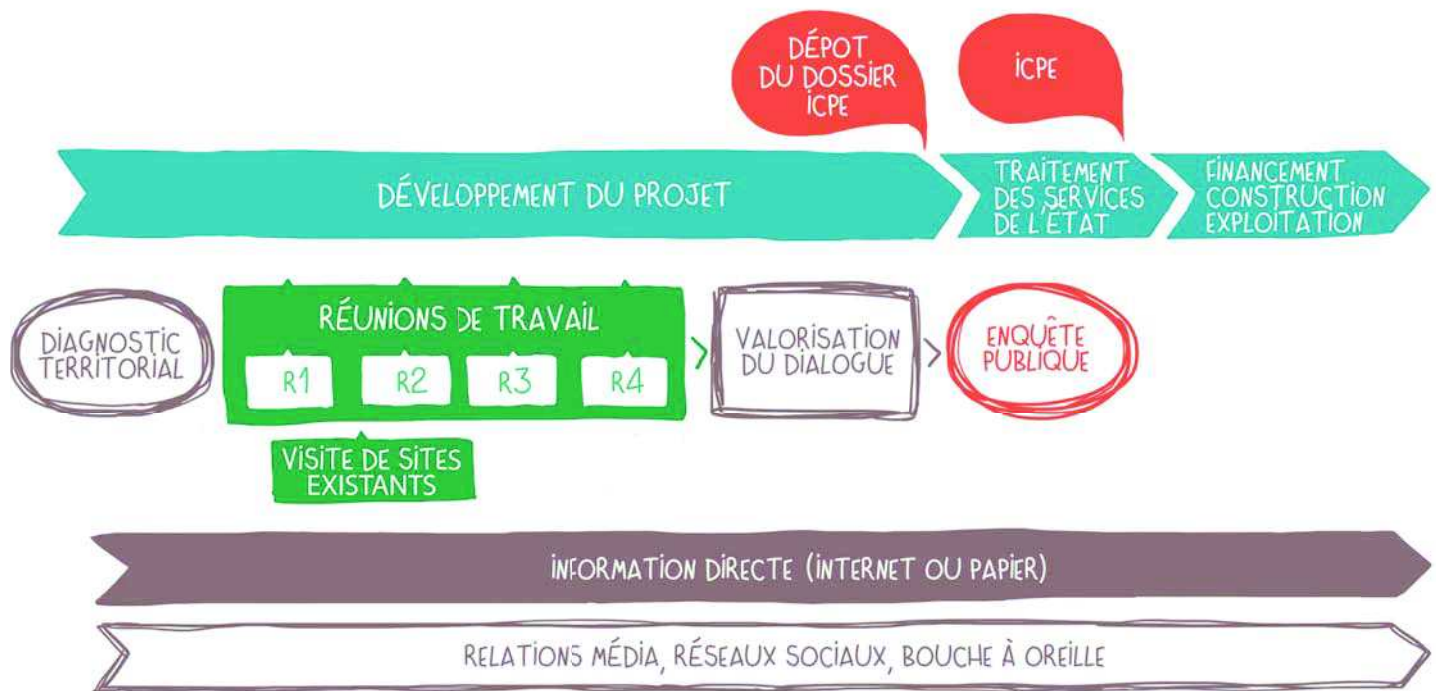
EXEMPLES DE PARTIES PRENANTES

3. Si besoin, recourir à un tiers pour réaliser cette analyse du territoire (voir ANNEXE 2).

DÉFINIR UN DISPOSITIF

Pour accompagner votre projet, les séquences d'information et de dialogue peuvent s'articuler tout au long des étapes de développement. Alors que l'information doit pouvoir débiter **dès les premières réflexions** ou études, la mise en place du dialogue nécessite **un rythme adapté au calendrier des décisions** et aux sujets à aborder.

Définir un dispositif adapté à votre projet requiert de décider **sur quoi se concerter et avec quelles méthodes, avec qui le faire et à l'aide de quels outils.**



CE SCHÉMA CHRONOLOGIQUE D'AVANCEMENT D'UN PROJET DOIT ÊTRE ADAPTÉ À CHAQUE PROJET SELON LE CONTEXTE LOCAL. CHACUN DES ÉLÉMENTS PRÉSENTÉS SUR LE SCHÉMA EST EXPLICITÉ DANS LES PAGES SUIVANTES.

COMMENT CONCERTEUR SUR UNE THÉMATIQUE ?

Il s'agit de créer **une discussion constructive, par étapes** :

1. définir et **caractériser la thématique à traiter** avec les parties prenantes (nature, critères d'évaluation, parties prenantes concernées) ;
2. exposer la manière dont vous, porteur du projet, assurez **la prise en compte de cet enjeu** (réglementation, contraintes du projet, marges de manoeuvre, engagements volontaires).

Les engagements

La prise d'engagements peut être la **conclusion d'un dialogue constructif**. Toutefois le fait de prendre des engagements doit être pris très au sérieux : il faut pouvoir **tenir vos engagements**. Les parties prenantes peuvent, elles aussi, s'engager vis à vis des porteurs du projet.

SUR QUOI CONCERTE ?

Définir les sujets de discussion est très important. Car pour être efficace **le dialogue doit être structuré**. Il s'agit en débutant les discussions de **demander directement aux parties prenantes quels enjeux sont concernés selon elles par la nouvelle activité, de les décomposer en thématiques à traiter individuellement**.

C'est avec les parties prenantes qu'il convient de décider de quelles thématiques sera l'objet le dialogue. Au-delà de celles données en exemple ci-après, on peut s'intéresser à l'insertion paysagère, aux impacts sonores, aux aspects environnementaux, aux risques, à la création de valeur ajoutée locale (emploi, production locale, image), aux bénéfices pour la collectivité, pour l'agriculture, etc.

Quatre thématiques de concertation sont données en exemple ci-après. Les méthodes décrites peuvent être adaptées par analogie pour traiter d'autres sujets.

La valeur des biens immobiliers

La valeur des biens immobiliers dépend de critères objectifs et de paramètres liés à l'offre et à la demande du marché immobilier. Si une nouvelle activité sur le territoire ne génère pas de nuisances, il n'y a pas de raison que la valeur des biens immobiliers soit affectée. De même s'il n'y a pas d'inquiétudes relatives à un projet de méthanisation en développement, il n'y a pas de raison que la valeur des biens immobiliers soit affectée par la perspective de son implantation. Favoriser un échange serein sur les autres enjeux locaux (nuisances ou autres enjeux) est donc de nature à rassurer quant à un éventuel impact sur le marché immobilier local.

Si une transaction immobilière est en cours dans l'environnement proche d'un projet en développement, il s'agit donc de s'assurer de la bonne information des acquéreurs.

Les marges de manœuvre - Plus le projet dispose de marges de manœuvre, plus les adaptations sont possibles. Certaines parties prenantes considèrent que gêner ou bloquer un projet en s'opposant à un site d'implantation (ou au traitement de certaines matières, à un volume d'activité, etc.) permet de réduire des risques de nuisances. En réalité plus le projet est contraint, moins les porteurs du projet disposeront de moyens économiques et techniques pour prendre en compte les enjeux des parties prenantes. Un dialogue construit pourra illustrer ce principe et favoriser le déblocage de la situation.

La participation à une réunion n'engage pas les participants à accepter le projet. Quels que soient les sujets concertés, la participation au dialogue permet aux participants constructifs de faire entendre les enjeux qui sont les leurs et de se faire une opinion éclairée du projet présenté dans sa forme aboutie à l'issue du processus. Il sera alors temps pour eux d'émettre un avis argumenté qui aura d'autant plus de portée qu'il sera fondé sur une réelle compréhension du projet. Le refus d'une partie prenante de participer à un dialogue ouvert est toujours regrettable mais ne doit pas empêcher la poursuite des échanges.

Le choix du site d'implantation

Vous pouvez présenter tous les sites potentiels. Lorsque plusieurs sites présentent des atouts et inconvénients vis à vis des paramètres du projet, il peut être souhaitable de détailler aux parties prenantes ces opportunités et contraintes. La discussion permettra alors la formulation par les parties prenantes des enjeux sociétaux propres à chacun de ces sites, en particulier en ce qui concerne la distance aux habitations.

Sur cette question de la distance aux habitations, les tentatives de définir une distance minimum (autre que celle, réglementaire, de 50 mètres) par rapport aux habitations, ou aux activités quelles qu'elles soient, échouent à prendre en compte la diversité des spécificités locales. Chaque site est particulier, et la **distance d'implantation par rapport aux habitations relève d'éléments**

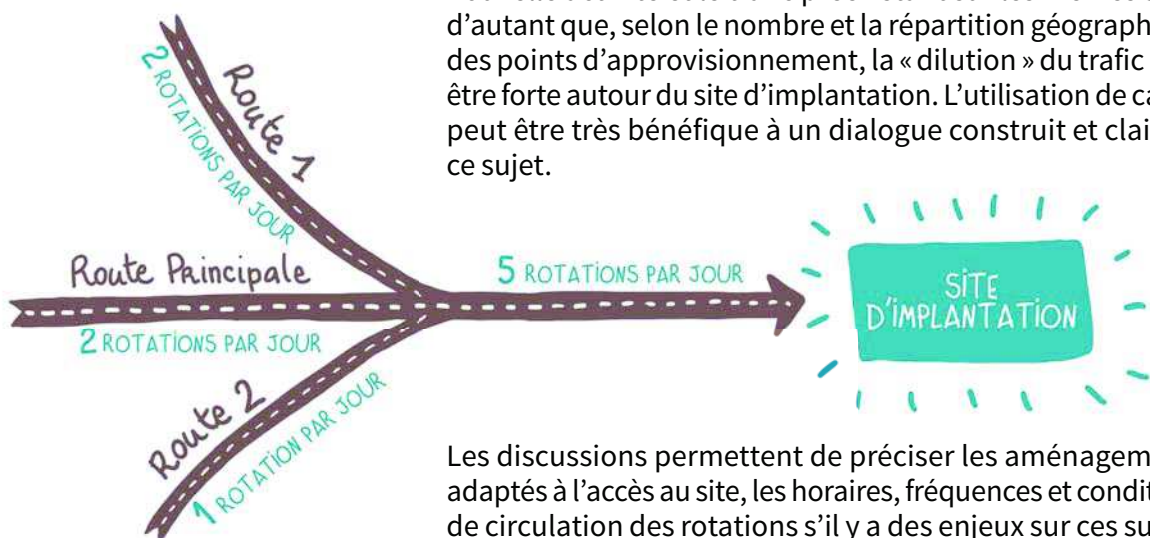
factuels propres à chaque unité : contraintes d'implantation de l'activité (ex : proximité des réseaux de gaz et d'électricité) et prise en compte des enjeux pour les parties prenantes concernées.

La pertinence des arguments avancés sera clef de la réussite du dialogue. La concertation pourra conduire à lister des arguments construits des avantages et inconvénients du ou des sites envisagés.

.....
Un projet est parfois jugé « trop proche des zones urbaines » et sommé « d'aller traiter les matières là où elles sont produites : à la campagne ». Alors que d'autres interlocuteurs diront que la production d'énergie doit avoir lieu « près des consommateurs, en zone urbaine et non dans le calme de la campagne ». Ces arguments courants montrent bien que la méthanisation doit s'implanter logiquement entre la ville et la campagne et doit y « faire sa place ».
.....

Le trafic routier

Dans la plupart des cas, le sujet du trafic routier peut être traité par la comparaison entre les chiffres du trafic généré par la nouvelle activité et le trafic préexistant sur les mêmes axes, d'autant que, selon le nombre et la répartition géographique des points d'approvisionnement, la « dilution » du trafic peut être forte autour du site d'implantation. L'utilisation de cartes peut être très bénéfique à un dialogue construit et clair sur ce sujet.



Les discussions permettent de préciser les aménagements adaptés à l'accès au site, les horaires, fréquences et conditions de circulation des rotations s'il y a des enjeux sur ces sujets.

L'environnement olfactif

La question de l'impact de la méthanisation sur l'environnement olfactif est régulièrement posée. Elle est motivée par le traitement sur place de matières perçues comme odorantes.

Pour traiter de cette thématique, il est recommandé :

1. d'exposer en détail la **réglementation applicable** (variable selon le régime ICPE applicable) : le protocole d'analyse de l'impact sur l'environnement olfactif ;
2. de **décomposer la problématique** : quels risques d'émission d'odeurs, à quelle phase du processus (transport, réception, stockage, méthanisation, livraison, épandage) et selon les matières concernées ;
3. de présenter les **moyens de réduire les risques** (choix des matières, équipements, méthodes, conditions extérieures, etc.) et les conditions de mise en œuvre (coûts, revenus, travail supplémentaire, suivi avec les parties prenantes, etc.) ;
4. le cas échéant, de **clarifier les engagements respectifs** des porteurs du projet et des parties prenantes ;
5. demander aux parties prenantes d'exprimer leurs attentes en terme d'environnement olfactif.

De manière générale les nuisances olfactives, lorsqu'elles existent, peuvent dégrader la qualité de vie selon les caractéristiques des odeurs (nature, intensité, durée, fréquence, etc.) et affecter les populations concernées. Il est donc légitime pour les riverains (habitants, usagers et élus du territoire) de veiller à leur environnement olfactif. Ce sujet requiert une grande attention et considération.

Pour aider à rationaliser les perceptions qu'ont les parties prenantes des odeurs, des échantillons des matières à valoriser ou issues de la méthanisation peuvent être présentés dans le cadre d'une réunion, ou lors d'une visite organisée sur un site existant de production ou de stockage de ces matières.

Il pourra être utile de distinguer dans le traitement de cette thématique : odeurs régulières le cas échéant (activité normale quotidienne) et risques d'odeurs occasionnelles (cas particulier ou dysfonctionnement).

Le sujet des odeurs est souvent abordé de manière très négative par certaines parties prenantes. Alors même que la réduction des odeurs peut être une motivation forte des agriculteurs pour la méthanisation (le digestat issu de la méthanisation est beaucoup moins odorant que les effluents bruts d'élevage lors de l'épandage). Cela illustre l'écart de perception initiale sur ce sujet.

Se contenter de dire qu'il n'y aura pas d'odeurs peut se révéler contre-productif si certaines matières sont effectivement odorantes. Les parties prenantes sont à même de vous entendre expliquer comment prévenir les odeurs et les actions correctives prévues en cas de problème.

PROPOSER

ÉCOUTER

REFORMULER



POSTURES ET OUTILS POUR LES PORTEURS DE PROJETS

INFORMER EN CONTINU, PAR ÉTAPES

L'objectif de l'information que vous diffusez est d'alimenter les parties prenantes avec le contenu nécessaire à leur bonne compréhension de votre projet. Cette information sera avec les parties prenantes le premier « contact » qui devra être maintenu dans le temps du projet. Cette information mérite une réflexion et une attention particulière dans son contenu et sa mise en forme.

Il convient de se poser la question de ce qui, dans votre projet, sera important aux yeux des parties prenantes. Un principe général peut guider l'information tout au long du développement du projet : la cohérence des informations. Les inconsistances affectent en effet la confiance.

Les illustrations (schémas, photos, etc.) doivent être claires et choisies pour leur représentativité tout en étant compatibles avec les évolutions possibles du

.....
Privilégier des mentions non définitives, par exemple « de 20 000 à 25 000 tonnes annuelles », au lieu de figer les esprits sur un chiffre précis de « 23 452 tonnes annuelles », dont vous ne savez pas à l'avance si au cours du développement il ne va pas baisser ou augmenter au gré des échanges avec les apporteurs de matières.
.....

projet. Les premières informations reçues par le public sont souvent marquantes. Si vous montrez un bâtiment fermé et que vous construisez finalement sans bâtiment fermé, un public non averti peut être confus.

Il peut être utile de présenter les informations par étapes :

- dans un premier temps le principe de la valorisation de la matière, les contours principaux du projet en développement ;
- ne préciser les détails sur les choix spécifiques à votre projet qu'au fur à mesure du développement, lorsque les décisions sont finalement arrêtées.

.....
Le schéma ou les chiffres qu'un bureau d'études a créés pour analyser les flux dans le processus ne sont pas forcément adaptés pour donner à comprendre votre projet au grand public. De même, les chiffres précis d'un tableau très dense ne sont pas systématiquement rassurants lorsqu'on ne connaît pas leur signification. Le jargon technique peut aussi affecter la perception : tout ce qui n'est pas compris sera difficilement retenu, et encore moins bien transmis. Un vocabulaire grand public et pédagogique est approprié. Lorsqu'un terme technique est utilisé il mérite d'être explicité en détail.
.....

OUVRIER UN DIALOGUE LARGE, EN AMONT

L'anticipation vous permet de prendre en compte les éventuelles propositions constructives de parties prenantes. Les citoyens ont le temps de comprendre, de se faire une opinion et de vous en faire part de manière construite. Plus il démarre tôt, plus le dialogue est fluide.

« Les questions posées par une association nous ont poussés à réfléchir davantage et finalement à faire évoluer positivement notre projet. Nous n'avions pas pensé à certains aspects qu'ils ont mis en avant. »

Exploitant d'une unité de méthanisation
en Auvergne Rhône-Alpes

N'ayez pas peur d'inviter largement les parties prenantes identifiées sur le territoire, la plupart y seront sensibles et répondront. Si les riverains sont trop nombreux, ils peuvent se faire représenter (par des élus, une association ou une personne librement désignée). C'est la posture des interlocuteurs qui va faire le succès du dialogue. Pourquoi et comment vous voulez ce dialogue ? Donnez-vous les moyens et le temps d'instaurer la confiance, sans attentes disproportionnées. Souvent les porteurs de projets se placent dans la séquence de décider, annoncer, puis défendre leur projet. Les outils de la concertation permettent de vous placer dans une posture plus confortable pour échanger : proposer, écouter, puis reformuler.



Quelques règles pour dialoguer efficacement en concertation (à respecter et faire respecter par les parties prenantes) :

- écouter l'interlocuteur sans l'interrompre ;
- poser des questions pour faire préciser le propos ;
- répondre à la question ou remarque de l'interlocuteur en s'adressant à toutes les autres parties présentes ;
- aborder uniquement les sujets rationnels, thème par thème, en évitant les considérations ou sujets émotionnels ;
- terminer votre intervention par l'ouverture, inviter à poursuivre l'échange sur le sujet si besoin.

Dans une posture de dialogue ouvert, il faut éviter de :

- dire à un interlocuteur que quoiqu'il en pense votre projet se fera ;
- moquer les inquiétudes d'une partie prenante ;
- laisser paraître une forme d'agacement ;
- couper la parole ;
- engager une discussion avec un seul interlocuteur devant un groupe.

QUE FAIRE EN CAS DE CRISE ?

Des parties prenantes peuvent se placer dans un rapport de force vis à vis des porteurs du projet sur la base de motivations légitimes ou non et en dehors d'une logique de dialogue. La situation peut rapidement évoluer et avoir des conséquences sérieuses pour le projet et le territoire.

Entre le passage en force et la recherche d'une solution consensuelle les porteurs du projet ont alors plusieurs options. Le choix qui sera fait sera déterminant pour l'avenir du projet.

Le porteur du projet peut être tenté d'accélérer le développement de son projet, ce qui risque de cristalliser encore davantage l'incompréhension que suscite la démarche.

Passer en force présente des risques. Cette approche n'est pas anodine, elle présente de nombreux inconvénients potentiels durables pour la future activité (lors de la construction puis du fonctionnement) et pour le territoire et les parties prenantes quelle que soit l'issue du projet (conflit non résolu, relations interpersonnelles dégradées, difficultés à fédérer autour d'autres projets, etc.). Le passage en force risque également d'isoler, au moins temporairement, les porteurs du projet et leurs soutiens. Enfin il ne faut pas oublier que toute partie prenante, y compris un élu, qui soutient initialement un projet, peut, du fait d'un dialogue déficient, faire évoluer sa position dans le temps.

Le porteur du projet doit veiller à être en mesure de tenir, dans la durée, les engagements pris pour rassurer les parties prenantes, ce sera un critère de fiabilité pour les citoyens.

Permettre le dialogue ne signifie pas que vous allez prendre en compte toutes les revendications de toutes les parties prenantes. Le dialogue a pour mission de rendre compréhensibles aux parties prenantes les choix que vous faites et le niveau de prise en compte des enjeux qu'elles ont exprimés.

Le dialogue prend du temps mais s'il est mis en place dès le démarrage du projet, les séquences de dialogue pourront accompagner les phases d'études sans « ralentir » le calendrier de développement du projet.

Si au cours d'une réunion de travail un interlocuteur vous interpelle : « - Vous n'avez que faire du voisinage, vous allez faire baisser le prix de nos maisons à cause des mauvaises odeurs de votre activité ! », vous pouvez aborder le sujet olfactif (sujet rationnel et légitime), mais vous n'avez pas à répondre sur votre rapport au voisinage (registre émotionnel) ou le prix de l'immobilier (cf. page 13). Lorsque vous répondez, vous devez vous adresser à tous les participants et expliquez votre approche sur la maîtrise des odeurs de manière construite.

Même s'il est difficile dans ces conditions de trouver le chemin de l'information et du dialogue, il est conseillé :

1. de prêter attention aux motifs des oppositions ;
2. de prendre l'initiative du dialogue pour établir un canal direct d'information de qualité vers les parties prenantes afin de lutter contre la désinformation (par exemple avec un site internet diffusé au plus grand nombre) ;
3. d'amener les échanges à un niveau suffisamment rationnel pour pouvoir aborder les sujets légitimes mais complexes revendiqués par certaines parties prenantes. Par exemple en créant un groupe de travail large qui inclut aussi des représentants des parties prenantes opposées au projet, en sollicitant éventuellement des experts (voir annexe 2).

Les résultats ne sont ni immédiats ni garantis. Selon le degré d'opposition sur le territoire, les porteurs du projet devront redoubler d'efforts pour comprendre les enjeux, identifier les parties prenantes, les convaincre de participer au dialogue malgré les tensions pour enfin reprendre le développement du projet. Les délais peuvent être allongés, il est probable que l'avancement du projet soit ralenti avant que le dialogue ait fait son effet. Les porteurs de projet se retrouvent à mettre en œuvre, dans des conditions plus difficiles, ce qu'il est recommandé de faire dans ce guide en amont du développement du projet.

Toutes les parties prenantes ne sont pas ouvertes au dialogue. Dans certains cas le dialogue est rendu impossible par le comportement de parties prenantes malgré les tentatives du porteur du projet, il faut alors savoir poursuivre les échanges avec les interlocuteurs les plus constructifs.

LES OUTILS POUR INFORMER ET DIALOGUER

De nombreux outils existent pour informer et dialoguer, certains sont présentés ci-après de manière non exhaustive. Selon leurs caractéristiques ces outils favorisent la qualité de l'information, le niveau du dialogue ou la représentativité du public qu'ils permettent de toucher. Les outils présentés ci-après sont des exemples et les porteurs de projet ne sont pas tenus de les utiliser, ils peuvent s'en inspirer pour concevoir leur propre méthode.

Les outils présentés ci-après sont classés selon qu'ils relèvent d'un échange présentiel (la rencontre), distanciel (via un media) ou des supports imprimés (dépliants ou brochures).

Outils	MEILLEURE QUALITÉ INFORMATIVE	MEILLEURE QUALITÉ DU DIALOGUE	MEILLEURE QUALIFICATION DU PUBLIC
BROCHURE PAPIER →	+++	-	-
SITE INTERNET ET E-MAIL →	+++	++	+
RÉUNION DE TRAVAIL →	+++	+++	+++

La réunion publique - Pourtant encore beaucoup évoquée, la réunion publique est **l'outil le moins efficace pour informer** (public nombreux) **et le moins efficace pour dialoguer** (la prise de parole est difficile pour les parties prenantes). Elle n'est généralement intéressante que dans le cas où le contexte est globalement apaisé. Tenir une telle réunion dans un contexte non apaisé ne permet

en général ni d'aborder les sujets importants ni d'informer efficacement. Les nombreux autres outils de dialogue doivent être privilégiés pour un échange de qualité. Certaines personnes associent la concertation à la tenue d'une réunion publique, il faudra savoir faire preuve auprès d'eux de pédagogie et proposer les alternatives plus efficaces.

Les outils pour informer et dialoguer

Les réunions de travail

Réunions organisées à l'initiative du porteur du projet

Public : Parties prenantes invitées nominativement.

Objectifs : Permettre un échange construit avec un groupe de personnes susceptible d'assurer un suivi (plusieurs réunions), se connaître, créer du lien.

Avantages : Permet un dialogue de qualité et d'en garder la mémoire dans le temps (comptes-rendus).

Inconvénients : Ne permet pas d'accueillir toute la population. Les parties prenantes nombreuses peuvent se faire représenter (par exemple un groupe de riverains choisit une ou deux personnes pour porter leur voix). En cas de tensions, l'animation peut être délicate.

Moyens : Invitations nominatives de toutes les parties prenantes ou leur représentants, ordre du jour pré-défini de préférence en concertation, disposition des chaises et tables en U pour favoriser le dialogue (pas de disposition « théâtre »). Un tiers animateur peut être utile. Présentations pédagogiques, comptes-rendus détaillés incluant les présentations. Trouver un lieu approprié (mairie, chez un riverain, à la ferme, etc.).

Points de vigilance : Respect de la bienséance par toutes les parties présentes, respect de la politesse, respect du temps de parole, recourir à un tiers pour l'animation si nécessaire.

Présentation aux élus locaux : Une présentation du projet en conseil municipal ou communautaire pourra être également sollicitée dans des conditions similaires sans pour autant remplacer les réunions de travail.



Les outils présentiels

Les visites d'unités en fonctionnement

Une ou des visites peuvent être organisées par les porteurs du projet.

Objectifs : Expliquer, montrer, rassurer, faire entendre des témoignages, créer du lien.

Avantages : Permet de montrer concrètement ce à quoi pourra ressembler votre activité.

Inconvénients : Aucune unité n'est exactement semblable. Distance et trajet chronophage. Choix d'une date pour rassembler toutes les parties prenantes.

Moyens : Visite préalable des porteurs du projet, choix du (des) sites(s) pour répondre aux enjeux qui intéressent les parties prenantes, document de présentation (il faut pouvoir expliquer les similarités et différences avec votre projet), compte-rendu succinct.

Points de vigilance : Visiter le site avant la visite pour optimiser les aspects pédagogiques du site (abords, voisinage, ordre de la visite, adéquation entre site visité et projet). Dans la mesure où les participants vont dédier du temps personnel pour s'informer sur votre projet, votre contribution au financement de leur déplacement pourrait être bien perçue.

Le porte à porte

Rencontre de riverains chez eux.

Objectifs : Favoriser la rencontre directe, informer, échanger, créer du lien.

Avantages : Permet de rencontrer les personnes individuellement, aucun déplacement des parties prenantes.

Inconvénients : Manque de formalisme, très chronophage dans les zones denses.

Moyens : choisir des horaires propices, prévoir de laisser un document en cas d'absence ou refus, définir un périmètre clair et ne pas exclure d'habitations. Prévoir des outils de présentation du projet.

Points de vigilance : Eviter les engagements pris individuellement.

Une journée portes ouvertes (à la ferme) ou une permanence (en mairie)

Rencontre des riverains pour discussion et présentation du projet.

Objectifs : Favoriser la rencontre en personne, informer, échanger, créer du lien.

Avantages : Permet de rencontrer les personnes en petits comités et dialoguer.

Inconvénients : Manque de formalisme, lieu à définir.

Moyens : Aménager des horaires pendant les heures (jours) de bureaux et les heures (jours) de loisirs, faciliter l'accès, informer largement. Prévoir des outils de présentation du projet. Echanger avec des petits groupes. Eventuellement présenter des visuels grand format au mur (exposition).

Points de vigilance : Eviter les engagements pris individuellement. Eviter les interventions devant une assemblée trop nombreuse (perte du contact).

Le bouche à oreille

Information directe orale au réseau de proches ou connaissances qui ont confiance en vous

Objectifs : Favoriser la diffusion de l'information.

Avantages : Permet de faire circuler rapidement une information positive.

Inconvénients : La qualité de l'information diffusée peut être moindre, n'est pas maîtrisée et a lieu aussi sans votre intervention.

Moyens : Prévoir un discours succinct et clair. Informer oralement l'entourage, les relations professionnelles, réseau de loisirs, associations, école, clients de la ferme, etc.

Points de vigilance : Eviter les engagements pris individuellement. Ne pas saturer les personnes qui ne s'intéressent pas au projet. Ce moyen de diffusion d'une information de base destinée au grand public n'exempte surtout pas des échanges plus formels à avoir avec notamment les représentants des collectivités ou autres parties prenantes.

Le site internet de présentation du projet

Un site internet est un outil très performant pour informer sur un projet dans la durée

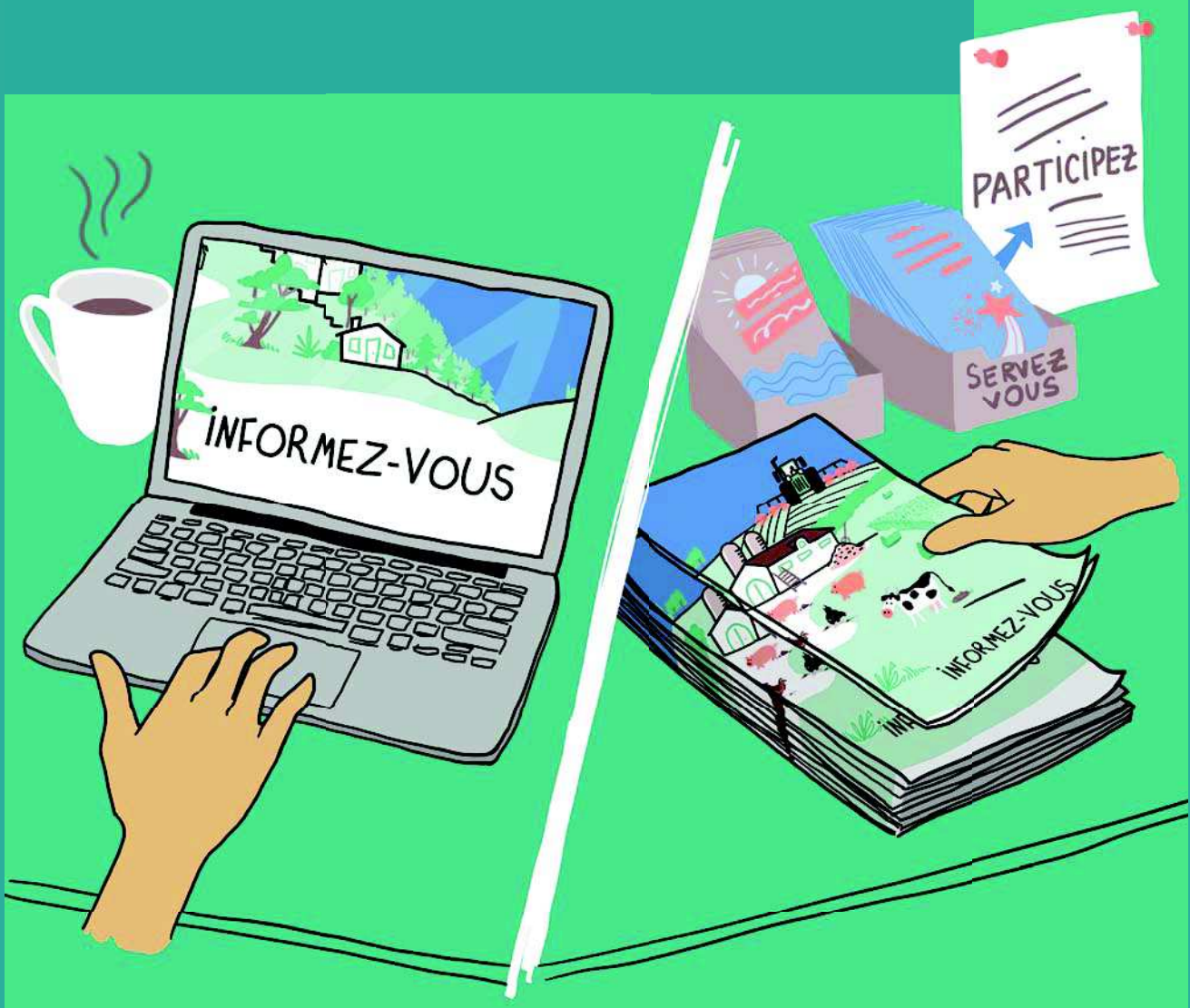
Objectifs : Apporter une information de plus en plus détaillée et à jour.

Avantages : Consultable à tout moment et de n'importe où (smartphones, tablettes, ordinateurs), modifiable à peu de frais, fonctionnalités de présentation très diverses (texte, image, vidéo, animations, etc.). Interactivité possible : formulaire de contact.

Inconvénients : Défaut d'information des personnes qui accèdent peu à internet (manque de couverture réseau ou de pratique d'internet).

Moyens : Les textes doivent être pédagogiques et les phrases courtes. Le site doit être aéré, clair et son architecture simple. Un seul niveau de pagination est préférable pour éviter de « perdre » les internautes. Privilégier les interfaces faciles d'accès qui vous permettent de mettre à jour le site vous-mêmes. Le site doit être « responsive » c'est à dire qu'il fonctionne aussi bien sur smartphone que sur ordinateur.

Points de vigilance : Les sites en langage trop sophistiqué ou au contenu trop lourd peuvent donner un rendu très esthétique mais qui est plus long à charger pour les internautes sur-tout lorsqu'ils sont en zone rurale mal desservie, ce qui est courant dans certaines régions.



Les outils distanciels

La lettre d'information

Informé par email

Objectifs : Diffuser l'information.

Avantages : Permet de toucher un public large.

Inconvénients : Constituer la liste de distribution peut prendre du temps.

Moyens : Une lettre régulière (selon l'actualité du projet et y compris pendant les périodes sans activité) qui présente l'avancement et des points thématiques.

Points de vigilance : Permettre aux abonnés de désinscrire leur adresse email. Ne jamais transmettre la liste des abonnés à un tiers, envoyer les emails en « copie cachée ».

Les relations média

Des communiqués de presse peuvent être utiles ponctuellement, à des moments clefs du projet et selon l'intérêt des médias.

Objectifs : Approvisionner les médias avec des éléments factuels, justes et ciblés.

Avantages : La presse reçoit l'information directement de la source.

Inconvénients : Les communiqués sont rarement repris textuellement mais ils sont interprétés, des erreurs ou modifications sont possibles, et les affirmations des contradicteurs du projet sont souvent relayées simultanément le cas échéant.

Moyens : Les textes doivent être pédagogiques et les phrases courtes. Un communiqué fait une page au maximum et des éléments sont surlignés. Il est préférable de centrer le communiqué sur un ou 2 sujets et de ne pas vouloir tout dire. Joindre une illustration adaptée au média. Ne pas oublier les gazettes des collectivités locales.

Points de vigilance : Si plusieurs médias locaux sont actifs, il est préférable de tous les informer en même temps. Attention aux délais de parution (heure d'envoi pour les quotidiens, jour d'envoi pour les hebdomadaires).

La consultation publique

A l'initiative du porteur du projet, période pendant laquelle la population est invitée à s'exprimer sur le projet, généralement par écrit en ligne ou par courrier.

Objectifs : Favoriser l'expression du plus grand nombre.

Avantages : Permet de recueillir des arguments écrits et motivés à propos du projet, de quantifier ou caractériser les enjeux rapportés par les participants.

Inconvénients : N'a pas de valeur officielle, à ne pas confondre avec l'enquête publique.

Moyens : Dès le début de vos réflexions. Mettre à disposition une information accessible (présentation du projet), permettre l'expression du plus grand nombre (diffusion large) et moyens d'expression diversifiés (papier, internet). Durée limitée. Réaliser une analyse objective. Restituer l'analyse et apporter des réponses aux questions ou remarques.

Points de vigilance : Informer très largement et réaliser une analyse objective des contributions.

Les réseaux sociaux

Informé via les réseaux sociaux

Objectifs : Diffuser l'information.

Avantages : Permet de toucher un public large et connecté (relais).

Inconvénients : Difficile de cibler le public, difficulté à gérer les éventuels buzz.

Moyens : Références courtes et percutantes. Diffuser un lien vers un site internet officiel. Créer un compte spécifique ou pas.

Points de vigilance : La plupart des réseaux sociaux peuvent être utilisés comme des forums non modérés à tout moment.

Brochures et dépliants

Le livret « Comprendre la méthanisation » de l'ADEME (à paraître)

Objectifs : Informer le public sur la méthanisation et répondre aux interrogations sur les principaux sujets sociétaux.

Avantages : Ce support est destiné au grand public. Conçu de manière pédagogique, il permet d'informer toutes les parties prenantes : élus, associations, habitants, entreprises, usagers du territoire, etc.

Inconvénients : La diffusion doit être directe.

Points de vigilance : Procurez-vous suffisamment d'exemplaires pour une diffusion large. Prévoyez d'en mettre à disposition en mairie, dans les commerces, associations, etc. Si vous organisez une distribution en boîtes aux lettres, assurez une couverture maximale du territoire ciblé.

Les publications sur support papier

Tracts, brochures 4-pages ou dossiers de présentation du projet peuvent être diffusés (boîtes aux lettres et en mairie) à certaines étapes du projet.

Objectifs : Informer le public à un moment précis du développement du projet.

Avantages : Le papier est un support matériel qui rend concrète l'information. Il permet de toucher les habitants qui ne sont pas sur internet ou qui ne se déplacent pas pour aller chercher l'information.

Inconvénients : Les « écrits restent », mais le papier ne vit pas avec le projet, les mises à jour des documents nécessitent une ré-impression et une nouvelle diffusion.

Moyens : Les textes doivent être pédagogiques et les phrases courtes. Pour créer une information papier de qualité, une compétence en infographie peut-être utile pour donner une vraie lisibilité au document. Il est important de ne formuler à l'écrit que ce qui est connu à l'avance et ne changera pas.

Points de vigilance : Attention aux formats non standards et aux coûts d'impression. Bien anticiper les délais de conception, impression avant la diffusion. Prévoir des moyens pour la diffusion.

CONCLUSION

L'engagement du dialogue nécessite une implication personnelle du porteur du projet. La personnalité et la capacité d'écoute et de maîtrise sont les qualités requises pour l'exercice, aussi il est important de bien évaluer, dans le groupe, la personne la plus qualifiée pour s'engager dans la démarche. Se faire accompagner ne remplacera jamais complètement votre implication personnelle mais peut-être une solution efficace. Il s'agit alors de choisir un prestataire adapté aux besoins et qui donne une visibilité sur les coûts et les moyens engagés.

Par ailleurs, tout au long du travail d'information et de dialogue, il est important de valoriser la démarche et de présenter les fruits des échanges. Il s'agit de mettre à disposition des élus locaux, de l'autorité (Préfecture notamment) et d'autres parties prenantes, un document qui synthétise la manière dont l'information et le dialogue ont été organisés au cours du développement du projet.

(...)

Des boues au méthane, l'usine de dépollution des eaux usées de Lescar devient une véritable station à énergie positive (extrait)

Communauté d'agglomération Pau Béarn Pyrénées - 21 janvier 2022

(...) Intro - Pose de la 1^{re} pierre et visite en réalité augmentée

Vendredi 21 janvier, François Bayrou, Maire de Pau, Président de la Communauté d'Agglomération Pau Béarn Pyrénées, Eric Spitz, Préfet des Pyrénées-Atlantiques et Maximilien Pellegrini, ont posé la première pierre des unités de méthanisation et de méthanation de l'usine de dépollution des eaux usées de Lescar. Etaient présent les représentants des financeurs et du groupement d'entreprises mené par SUEZ pour la construction de cet équipement. A cette occasion, une convention a été signée avec GRDF, pour encadrer l'expérimentation de l'injection de méthane de synthèse dans le réseau de gaz de ville, conformément aux dérogations octroyées par la Commission de Régulation de l'Énergie.

La construction des unités de méthanisation et de méthanation fera de l'usine de dépollution des eaux usées de Lescar, une véritable station à énergie positive produisant 10 ressources et énergies d'ici 2 ans. Les boues autrefois incinérées serviront entre autres à produire du biométhane pour le gaz de ville mais aussi du biochar utilisé en combustible valorisé dans les réseaux de chaleur de l'agglomération ou bien en compostage pour les cultures. Le CO₂ résiduel sera combiné avec de l'hydrogène produit sur place à partir d'électricité renouvelable en partie d'origine photovoltaïque pour en faire du méthane de synthèse. Action innovante de la stratégie neutralité carbone, cet équipement permettra de réduire les émissions de CO₂ de l'agglomération de 550t/an.



POUR UNE EXPÉRIENCE COMPLÈTE ET IMMERSIVE, TÉLÉCHARGEZ L'APPLICATION !

Une visite immersive en réalité augmentée au cœur des futures unités de méthanisation et de méthanation de l'usine de dépollution des eaux usées de Lescar.

Pour profiter pleinement de l'expérience 3D, suivez les instructions suivantes :))) Wifi gratuit : **Wifi-Pau-Pyrenees**



1 Sur votre smartphone ou votre tablette, rendez-vous sur **Google Play** ou **App Store**



2 Tapez «Des boues... au méthane» dans la barre de recherche et installez l'application : c'est gratuit !



3 **IMPORTANT :** autorisez l'application à accéder à l'appareil photo



4 Rendez-vous au point de départ avec votre guide-accompagnateur.

Pour démarrer l'expérience, ouvrez l'application, filmez le repère au sol et laissez-vous guider...



Ne pas obstruer la caméra avec votre main. Si l'application s'éteint, reflashez le marqueur au point de départ. Attention aux obstacles autour de vous lorsque vous êtes plongés dans l'univers 3D de l'application !

Une visite de chantier originale est proposée : grâce à la réalité augmentée, vous pourrez voir se dresser en 3D les futurs équipements en construction et en explorer certains aspects.

Cette application a été créée en grande partie en interne par les équipes de la Direction du Numérique de la Communauté d'Agglomération et de SUEZ. Elle sera intégrée au futur parcours pédagogique.

L'application utilise la géolocalisation et nécessite d'être sur place. Une adaptation en ligne permettra de revoir l'ensemble à distance prochainement.

Un projet ambitieux, innovant et exemplaire

La Communauté d'Agglomération Pau Béarn Pyrénées porte **une politique environnementale ambitieuse et volontariste** : neutralité carbone, doublement des énergies renouvelables, émergence d'une filière hydrogène. **L'usine de dépollution des eaux usées de Lescar joue désormais un rôle clé pour la transition écologique et le dispositif local d'adaptation au changement climatique**, à travers ce projet d'économie circulaire inédit et sans équivalent à ce jour : elle devient un véritable **centre de ressources avec la production de 10 énergies et ressources locales issues des eaux usées**, produites en **circuit court** à travers une démarche de synergies fortes avec les infrastructures environnantes du site Cap Ecologia (notamment l'unité de valorisation énergétique des ordures ménagères de **Valor Béarn**, le réseau de chaleur urbain et la future centrale photovoltaïque).

Construites sur le site de l'actuelle usine de dépollution des eaux usées située à Lescar, les nouvelles installations de biométhanisation produisent du **biométhane** (énergie verte, renouvelable et décarbonée) injecté au réseau de gaz de ville. La production de méthane est maximisée par **deux innovations technologiques majeures** : **l'ultra-déshydratation par carbonisation hydrothermale des boues d'épuration, et la méthanation catalytique du CO₂ émis**. Grâce à cette **double-première mondiale**, et à la mise en œuvre de procédés sobres en énergie, l'usine de dépollution des eaux usées devient **une installation à énergie positive** : elle produit plus d'énergie qu'elle n'en consomme, et son bilan carbone est sans équivalent. Les **émissions produites seront réduites de 50%** par rapport à l'installation actuelle, à la fin des travaux. Cela renforce la contribution du site aux objectifs du plan climat territorial et de la stratégie neutralité carbone. Ce bilan carbone est enrichi par la production de nouvelles ressources permettant d'éviter l'émission de **3143 tonnes de CO₂ par an**.

Cette vitrine environnementale, totalement intégrée dans son paysage, s'inscrit dans un projet de territoire ambitieux **en consolidant la filière hydrogène paloise** (l'H₂ intervenant dans le processus de méthanation), **en créant de l'emploi local**, et **en favorisant la biodiversité** d'un site remarquable. Les nouvelles installations de biométhanisation et méthanation s'inscrivent harmonieusement au sein de l'usine existante de dépollution des eaux usées, elle-même situés au cœur du site environnemental Cap Ecologia, à travers **une intégration architecturale et paysagère poussée**. La prévention des nuisances et les technologies avancées de traitement de l'air garantissent **l'absence de risque d'odeurs** pour les riverains. Enfin, **un circuit pédagogique** contribue à la sensibilisation du grand public et des scolaires aux enjeux de la transition écologique.

Une double rupture technologique pour un nouveau modèle pionnier d'usine de dépollution des eaux usées

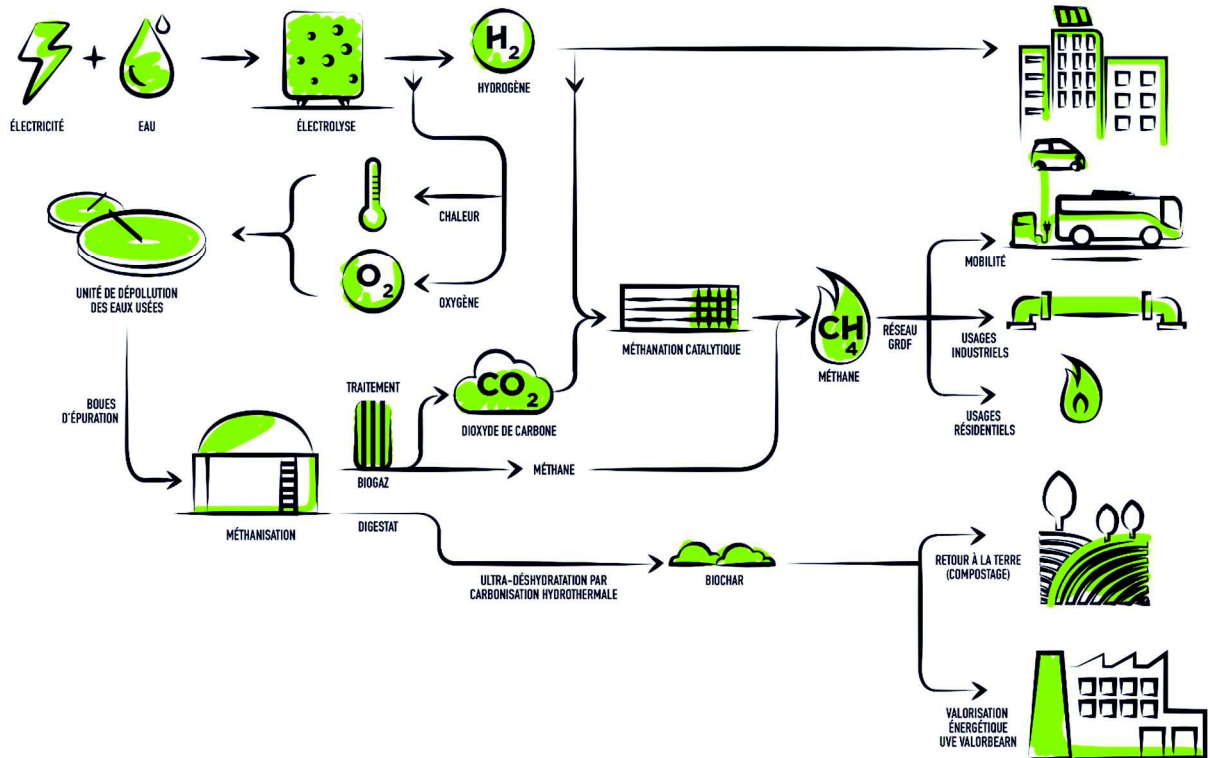
Le projet comporte deux « premières technologiques mondiales » au service d'une installation à énergie positive et au bilan carbone inégalé :

- **La méthanation catalytique.** La performance énergétique du site est accrue par la production de méthane de synthèse à partir de la méthanation du dioxyde de carbone (CO_2 , gaz à effet de serre). Ce dernier, issu du procédé de méthanisation, est habituellement rejeté à l'atmosphère. La technologie innovante de méthanation catalytique, mise en place par **Storengy** pour la première mondiale au stade industriel sur une telle installation, permettra de transformer la totalité du CO_2 émis en méthane de synthèse, gaz vert renouvelable. Cette rupture technologique majeure présente un double avantage : **la production supplémentaire à terme de 4 400 MWh/an de gaz vert** et un bilan carbone sans équivalent.



Focus : La méthanation, comment ça fonctionne ?

La méthanation est un processus qui consiste à convertir du monoxyde de carbone (CO) ou du dioxyde de carbone (CO₂, gaz à effet de serre) en méthane de synthèse (et en eau), en les combinant avec de l'hydrogène (H₂).



Pour le projet de l'Agglomération de Pau, la technologie retenue est la méthanation catalytique.

Le CO₂ émis par la méthanisation est dans un premier temps purifié par une unité de polishing afin de réduire tous les potentiels éléments impactant la réaction de méthanation : les métaux, l'H₂S, l'eau et l'oxygène.

L'hydrogène vert, lui, est produit par une unité d'électrolyse de l'eau alimentée par de l'électricité photovoltaïque et de l'électricité d'origine renouvelable. Cette réaction d'électrolyse produit de l'hydrogène vert, mais aussi de l'oxygène et de l'énergie thermique qui sont valorisés dans le procédé de traitement de l'eau.

Ensuite le CO₂ et l'H₂ sont combinés dans l'unité de méthanation. La méthanation catalytique requiert des catalyseurs tels que le nickel pour amorcer la réaction. La réaction ne peut s'initier qu'à des températures très élevées (250-400 °C) et à une pression allant jusqu'à 100 bars. La majorité de cette énergie thermique est cependant récupérée et recyclée pour les usages de l'usine de dépollution des eaux usées.

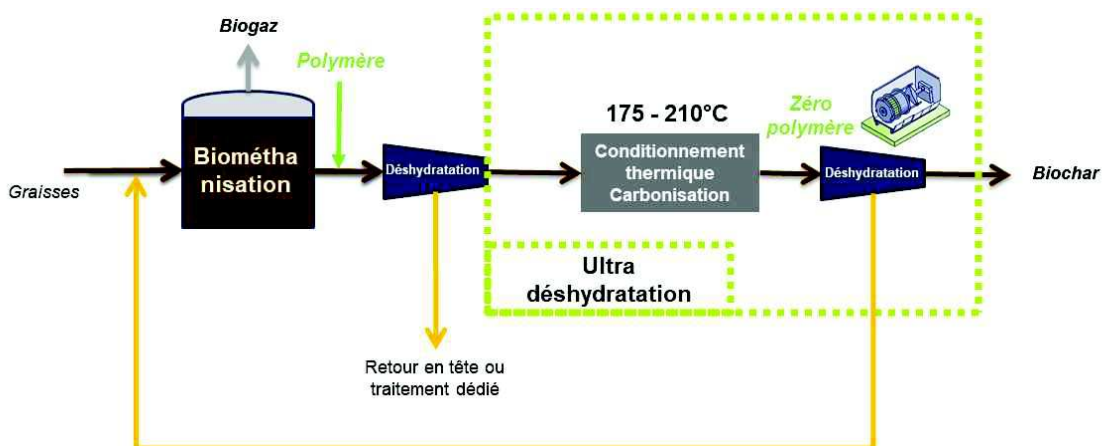
- « **L'Ultra-déshydratation** » par carbonisation hydrothermale. Cette nouvelle technologie **divise par quatre le volume de boues d'épuration en consommant 3 à 4 fois moins d'énergie qu'un sécheur thermique conventionnel**, tout en réduisant les nuisances potentielles associées au séchage. Ce procédé SUEZ accroit sensiblement la production de biométhane et produit une nouvelle ressource matière supplémentaire, le Biochar, valorisable soit par retour à la terre, soit par combustion pour la production d'énergie.

Focus : L'Ultra-déshydratation par carbonisation hydrothermale, comment ça fonctionne ?

Inspiré du procédé naturel de transformation de la matière organique en charbon, la carbonisation hydrothermale (abréviation en anglais : HTC) est un conditionnement thermique (haute pression/température) des boues d'épuration digérées, grâce à la vapeur d'eau récupérée sur l'unité de valorisation des ordures ménagères située à proximité du site. Elle procède non seulement à la lyse des macromolécules de la matière organique (ex : carbohydrates) mais également à la réorganisation des molécules, elle va plus loin dans la réaction qu'une simple hydrolyse thermique classique. Par conséquent, le pouvoir calorifique de la matière est accru grâce à la concentration des atomes de carbone, ainsi que l'hydrophobicité de la matière (une grande part de l'eau liée de la boue devient alors de l'eau libre).

L'hydrophobicité de la matière, combinée au couplage avec une presse à piston à l'aval pour la séparation liquide/solide permet d'obtenir un biochar à haute siccité, doté d'un pouvoir calorifique proche de celui des ordures ménagères, et sans polymère chimique : on parle d'« Ultra-déshydratation ». Le biochar, nouvelle ressource matière, est obtenu sans les inconvénients du séchage classique des boues (procédé énergivore, risques d'odeurs, contraintes sur la sécurité) ; ce biochar est multivalorisable, soit en retour au sol (compostage ou épandage : structuration des sols, capture de CO₂ atmosphérique), soit en valorisation énergétique (en UVE ou cimenterie).

De plus, la réaction thermique permet la solubilisation d'une partie significative du carbone contenu dans les boues, partie qui est récupérée dans les filtrats. Ces derniers sont renvoyés en digestion afin d'en exprimer leur fort pouvoir méthanogène, donc d'augmenter sensiblement la production de biométhane.



Une usine de dēpollution des eaux usēes ā ěnergie positive

L'usine de dēpollution des eaux usēes de Lescar produira plus d'ěnergie qu'elle n'en consomme. Pour cela, tous les leviers de l'efficacitē ěnergētique sont utilisēs :

- **La production d'ěnergies vertes et renouvelables** : la mēthanisation transforme une partie des boues d'ěpuration en biomēthane, qui sera injectē au rēseau de gaz local GrDF ; les technologies innovantes de carbonisation et de mēthanation permettent d'augmenter significativement les quantitēs de mēthane par rapport aux technologies classiques (mēthanisation, hydrolyse thermique...) : ainsi, le mēthane total injectē au rēseau sera ā terme de 13 000 MWh/an, soit l'ěnergie ěquivalente au chauffage de **1 200 foyers**. De plus, le site disposera de chaleur excēdantaire, valorisable en tant qu'externalitē positive, par exemple sur des cultures maraichēres proches ou un ferme d'aquaponie.
- **Le choix des technologies les moins ěnergivores** : l'Ultra-dēshydratation par carbonisation hydrothermale produit, en complēment du biomēthane, un biochar d'une siccitē proche de 70%, avec une consommation ěnergētique 3 ā 4 fois moindre que les technologies de sēchage habituellement utilisēes. Elle permet ěgalement d'ěviter les autres risques liēs au sēchage des boues, comme la production de poussiēres, les zones Atex (atmosphēre explosive) ou l'auto-ěchauffement.
- **La rēcuperation des ěnergies fatales du site** pour la mise en Ńuvre de boucles ěnergētiques vertueuses : par exemple, la rēcution de mēthanation catalytique est exothermique, ce qui permet la valorisation des calories pour alimenter d'autres briques de process. De la mēme faēon, la chaleur rēcuperēe sur la carbonisation et sur l'ělectrolyseur permet le chauffage du mēthaniseur et la valorisation de l'azote.

L'ěnergie photovoltaïque pour produire l'hydrogēne vert nēcessaire ā la mēthanation

La mēthanation du gaz carbonique CO₂ nēcessite de l'hydrogēne vert. Celui-ci est produit in-situ grāce ā l'ělectrolyse de l'eau, alimentēe par de l'ělectricitē photovoltaïque et d'origine renouvelable. Pour cela, l'Agglomēration Pau Bēarn Pyrēnēes implante **12 000 m² de panneaux photovoltaïques** sur le site Cap Ecologia, ā proximitē immēdiate de l'usine de dēpollution des eaux usēes. L'ělectricitē verte non-utilisēe par la mēthanation sera rēinjectēe sur le rēseau ělectrique interne pour alimenter la station.

L'économie circulaire locale, par la production de 10 énergies et ressources issues des eaux usées

En plus du biométhane, du méthane de synthèse, de l'électricité verte, de la chaleur et du biochar, le site valorisera d'autres ressources, dans une démarche forte d'économie circulaire en boucle courte :

- **L'azote** (engrais pour les cultures) : les résidus liquides de la biométhanisation sont chargés en azote, composé qu'il faut éliminer avant traitement par l'usine de dépollution. Plutôt qu'un traitement coûteux, l'azote est extrait par stripping grâce à la chaleur verte récupérée sur le site. Le produit obtenu est une solution ammoniacale valorisable localement en engrais agricole : avec 320 m³ de sulfate d'ammonium, ce sont 570 ha de cultures de maïs qui peuvent être fertilisées annuellement.
- **L'oxygène** : l'électrolyse de l'eau produit également de l'oxygène, qui sera recyclé sur l'usine de dépollution des eaux usées pour aérer les bassins biologiques.
- **L'eau réutilisée** : certains espaces verts du site sont irrigués par de l'eau réutilisée. Cette unité de démonstration illustrera, à travers le circuit pédagogique (bosquet-école...) la démarche d'économie circulaire en boucle courte qui a guidé l'ensemble du projet.
- **L'hydrogène vert** : la capacité de production de l'électrolyseur permettra l'évolutivité du site pour valoriser l'hydrogène vert excédentaires pour d'autres usages que la méthanation (mobilités douces...).

L'injection du méthane de synthèse, une expérimentation pour l'avenir

La Communauté d'Agglomération Pau Béarn Pyrénées a obtenu de la Commission de Régulation de l'Énergie une partie des dérogations nécessaires à l'injection du méthane de synthèse dans le réseau de gaz naturel et a sollicité auprès du Ministère de la Transition Ecologique l'octroi des autorisations complémentaires. Cette expérimentation, dont le gestionnaire de réseau **GRDF** sera partenaire, doit permettre à terme de décliner un cadre technique, réglementaire et financier pour le développement de la filière Power-to-Gas.

Un projet de territoire, en synergies fortes avec Cap Ecologia

L'usine de dépollution des eaux usées est en totale symbiose avec son écrin Cap Ecologia, avec des synergies fortes avec les autres installations environnementales du site :

- **L'unité de valorisation énergétique (UVE)** des ordures ménagères de Valor Béarn, et le réseau de chaleur urbain : le procédé de carbonisation est alimenté par la vapeur d'eau fournie par l'UVE ; dans l'autre sens, le biochar pourra être valorisé énergétiquement en énergie par l'UVE.
- **La centrale photovoltaïque** : alimentation de l'électrolyseur en électricité verte
- **Les potentielles cultures maraichères et/ou ferme d'aquaponie**, qui pourront valoriser l'eau traitée et la chaleur excédentaire.

Les synergies entre les installations de traitement des déchets urbains ont été poussées à leur sommet pour créer un site unique en France, **une cathédrale de la transition énergétique**.

Ce projet bénéficiera à **l'emploi local**. Le chantier créera plusieurs emplois, principalement dédiés aux entreprises locales, notamment pour les travaux de génie civil. A l'issue du chantier, l'exploitation des nouvelles installations nécessitera la création de 3 emplois directs supplémentaires, pérennes et non-délocalisables (plus les emplois indirects potentiels liés aux externalités positives). Une démarche d'insertion sera menée, en partenariat avec les acteurs locaux, pour une insertion durable et un retour pérenne à l'emploi : **2 220 heures réservées pour le chantier, programme « 100 chances, 100 emplois »...**

Enfin, afin de renforcer un projet de territoire au bénéfice des acteurs économiques locaux (restaurateurs, industriels...), l'usine de dépollution d'eaux usées de Lescar intègre un débouché ultra-compétitif pour l'accueil de leurs graisses à traiter, via la méthanisation. **Le trafic de camions diminuera par rapport à la situation actuelle**, les camions qui transportent les graisses étant plus que compensés par la réduction du transport des boues.



Crédit photo : Eric
LABRUYERE

Dimension architecturale : un projet épuré, végétalisé en dialogue avec le paysage

Approche contextuelle : caractère industriel / sensible ; renforcer le caractère végétal. Le projet s'insérant dans un environnement très industriel, le Cabinet Camborde Architecte a souhaité maintenir un ensemble cohérent qui dialogue naturellement avec son entourage.



Une attention particulière a été apportée à l'implantation des nouveaux ouvrages, avec le choix de regrouper au maximum tous les nouveaux équipements sur la zone centrale, autour des bâtiments existants. Les nouveaux bâtiments de l'unité de biométhanisation sont des volumes épurés de forme parallélépipédique répondant aux contraintes techniques du process. Ils sont réalisés en matériaux robustes et pérennes : en béton banché lasuré (apparent au RDC), surmontés d'une galette métallique en bardage inox (effet miroir). Ce bardage apporte une note raffinée et intemporelle au process industriel et permet aussi de maintenir le principe d'horizontalité déjà présent sur tout le site. Cet élément métallique est propice aux jeux de lumières et il reflète la végétation environnante pour en accentuer sa présence ; le bâti industriel s'efface au profit du végétal.



Ces ouvrages sont accompagnés d'un équipement cylindrique de grande taille et emblématique de la biométhanisation : le digesteur avec gazomètre intégré, il s'agit donc de l'intégrer subtilement. Alors, pour unifier l'image globale des bâtiments et avoir un parti paysager abouti, l'escalier de cet ouvrage est habillé avec le même bardage et la cuve du digesteur est dotée d'une deuxième peau végétale, composée d'une structure légère sur laquelle viennent se fixer des câbles inox où grimpent des jasmins étoilés et des solanums.

Un circuit pédagogique permettra des actions de sensibilisation du grand public et des scolaires aux enjeux de l'eau et de la transition écologique. La biodiversité du site est régénérée par la création d'un bosquet école, d'une prairie fleurie, et d'une micro-forêt.

L'absence de nuisances olfactives pour les riverains est garantie par un confinement des ouvrages pour limiter les débits d'air vicié, et par une désodorisation multi-barrières : traitement de l'air physico-chimique, avec complément par adsorption sur charbon actif.

Dimension paysagère : un parc paysager favorisant la biodiversité

La création d'un parc paysager pour accompagner le parcours de l'eau permet de mettre en valeur les nouveaux ouvrages et la biodiversité existante. La proposition paysagère est structurante pour le site de projet car elle reprend les grandes lignes et les entités paysagères déjà présentes. Le parti pris a été de valoriser et de continuer les alignements existants en les renforçant. L'usine de dépollution se situe dans un contexte paysager naturel très fort c'est pourquoi la proposition a été d'intégrer dans cet environnement technique un paysage naturel qui va évoluer dans une dynamique déjà présente sur le site. L'évolution se traduit par une densification de la masse végétale afin de diminuer l'impact paysager du bâti sans le cacher pour autant.

Voici les 3 axes sur lesquels s'est basée la composition du plan masse paysager :

- Rapporter le système de haies bocagères pour organiser et séquencer les espaces de prairies
- Reproduire des alignements d'arbres le long des voies de communications pour accompagner et renforcer les lignes directrices : corridor végétal (faune & flore)
- Réintégrer des essences locales en masse végétale dense afin de reproduire une continuité paysagère. Cette notion est appuyée par l'implantation d'un bosquet pédagogique (micro-forêt).



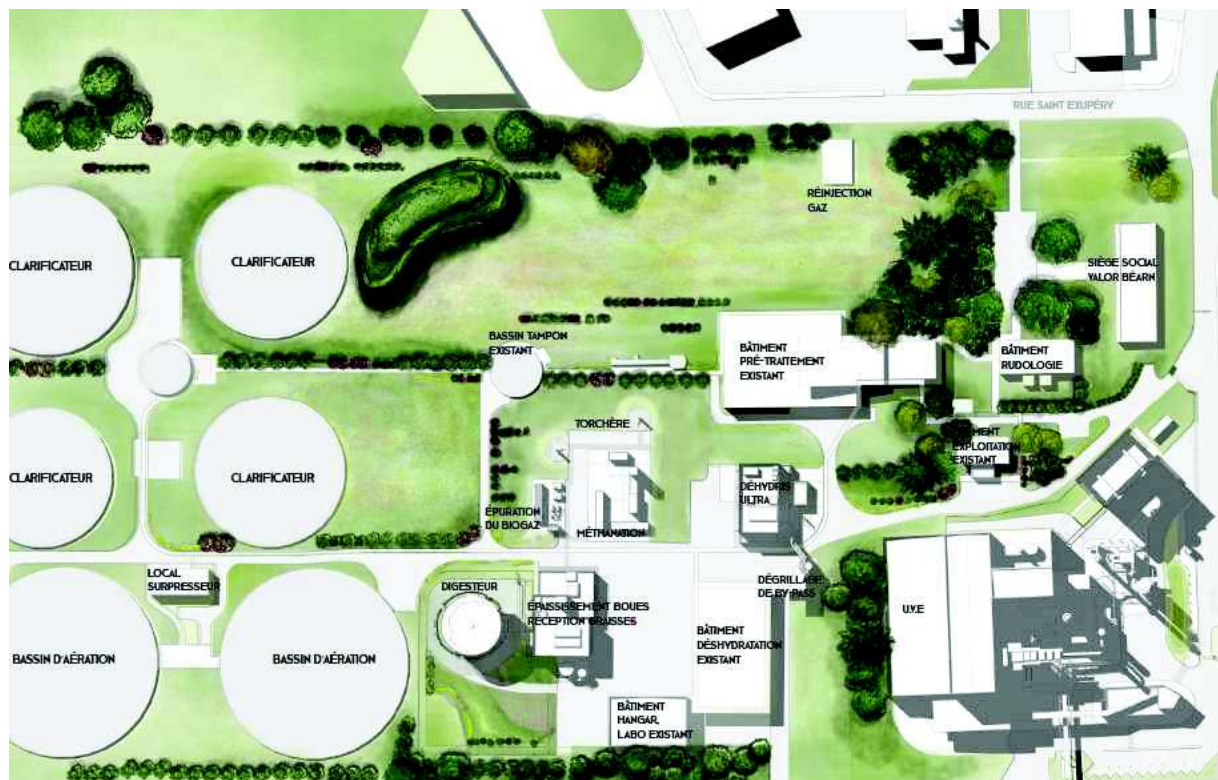
L'apport de grands sujets permet de créer une continuité végétale avec la proximité de la ripisylve du Lac de Laroin et du coteau boisé, et de renforcer le caractère végétal du lieu.

Des arbres aux feuillages verts alternent avec des arbres ornementaux pour créer un rythme et un apport floral.

La composition ordonnancée du végétal accompagne les constructions pour atténuer l'impact du bâti de cette installation implantée dans un contexte naturel.

La strate arbustive vient en complément des grands sujets. Les alignements d'arbustes vont avoir une vocation ornementale. Ils vont permettre de diversifier les feuillages et les couleurs.

La reconversion des gazons en jachère fleurie apporte une diversité floristique intéressante. Cet apport végétal va permettre à cet espace industriel d'être agrémenté de nature ; ceci insufflera un autre regard aux visiteurs.



Le plan de financement

L'opération de construction des installations de biométhanisation et de méthanation est portée par le budget annexe Assainissement de la Communauté d'Agglomération Pau Béarn Pyrénées. Elle s'inscrit dans **une volonté de diminuer les coûts de traitement des boues pour reconstituer la capacité d'investissement du service**, afin de faire face aux défis environnementaux qui nécessiteront des investissements patrimoniaux conséquents dans les années à venir.

Les dépenses d'investissement pour la construction des nouvelles installations se décomposent de la manière suivante :

Postes de dépenses	Montant total	Répartition des dépenses	
		Biométhanisation	Méthanation
Etudes préalables et dévolution du marché de travaux			
Etudes préalables (Géotechnique, pilote biométhanisation, etc.)	110 000 €	110 000 €	- €
Frais de procédure (publicité, primes)	240 000 €	128 000 €	112 000 €
Marché de travaux et missions connexes			
Mission d'assistance à maîtrise d'ouvrage	450 000 €	300 000 €	150 000 €
Coordination SPS, contrôle technique	50 000 €	35 000 €	15 000 €
Travaux	31 000 000 €	22 500 000 €	8 500 000 €
Essais préalables à réception	150 000 €	105 000 €	45 000 €
Divers			
Communication, révisions de prix et imprévus	1 000 000 €	700 000 €	300 000 €
TOTAL OPERATION	33 000 000 €	23 878 000 €	9 122 000 €

De par l'aspect innovant de l'opération et sa contribution à la transition écologique, des subventions sont attendues pour chacune des briques :

Subventions		
Financier	Biométhanisation	Méthanation
Agence de l'Eau	4 081 000 €	- €
Région Nouvelle Aquitaine	1 000 000 €	
ADEME	180 000 €	4 000 000 €
Europe (FEDER)	- €	



Le coût global de traitement des boues est amélioré par rapport à la filière précédente du fait des recettes générées par l'injection du biométhane dans le réseau de gaz de ville, estimées à environ **11 M€ sur les 15 premières années d'exploitation**. Les recettes d'injection du méthane de synthèse pourraient représenter quant à elles environ **5 M€**.

Lauréate de l'appel à projet « Power-to-Méthane » initié par GRDF, la Communauté d'Agglomération Pau Béarn Pyrénées bénéficiera par ailleurs d'un accompagnement financier pour le suivi de l'expérimentation d'injection du méthane de synthèse dans le réseau de gaz de ville, à hauteur d'environ 300 000 €.

Entre nous

ENQUÊTE

ÉNERGIES RENOUVELABLES

Gaz vert: l'innovation à tous les étages

Alors que la France pourrait manquer de gaz l'hiver prochain, viser un approvisionnement 100 % national et renouvelable d'ici à 2050 apparaît comme une solution particulièrement pertinente pour renforcer l'indépendance énergétique du pays. Une perspective qui ne pourra toutefois se concrétiser sans l'aide des filières innovantes, au potentiel de production considérable.



Conçu par la start-up Khimod, le projet Metha² ouvre la voie au déploiement à petite échelle de la méthanation.

Dans un entretien accordé fin mars au quotidien *Les Échos*, la directrice générale de GRDF, Laurence Poirier-Dietz, ne s'en cache pas : la France pourrait avoir à se passer de gaz russe l'hiver prochain. Dans le contexte de guerre russo-ukrainienne, le distributeur français de gaz naturel indique en effet se préparer à un « scénario sans précédent » de rupture partielle ou totale d'approvisionnement en gaz russe. GRDF se dit ainsi prêt « à appliquer des mesures exceptionnelles de réduction de la consommation, y compris dans l'urgence », mais plaide également en faveur d'une solution à plus long terme : favoriser l'essor des gaz verts. Alors que le gaz russe compte pour environ 17 % des importations françaises, les gaz renouvelables pourraient en effet représenter, d'ici à 2030, 20 % de notre consommation. En 2050, c'est même 100 % de la consommation française que pourraient permettre de satisfaire les gaz renouvelables. À partir d'études existantes sur les gisements biomasse mobilisables pour l'énergie, France Gaz Renouvelables¹ (FGR) a en effet quantifié à 430 TWh le potentiel de production de méthane renouvelable à l'horizon 2050. « En retenant des hypothèses réalistes et en intégrant la concurrence de la valorisation énergétique, ces potentiels permettent de tabler sur une trajectoire de production de 320 TWh en 2050 », précise Arnaud Bousquet, secrétaire général de l'association. De quoi couvrir l'intégralité des besoins français.

Pour qu'elle se concrétise, cette perspective nécessite néanmoins la diversification d'une filière qui s'est, pour l'heure,

structurée quasi exclusivement autour d'une technologie : la méthanisation. Si sa croissance se poursuit avec la mise en service de plus de 150 sites en 2021 et un total d'environ 380 sites en injection, la méthanisation ne suffira pas à atteindre les 100 % de gaz renouvelables en 2050. Son potentiel de production est en effet estimé à 130 TWh; encore loin des 320 TWh sur lesquels table FGR.

Il faudra ainsi compter sur l'essor d'autres technologies pour y parvenir: la méthanation et la gazéification hydrothermale - 50 TWh mobilisables pour chacune d'elles -, ainsi que la pyrogazéification et ses 90 TWh de production potentielle. « Notre message est clair: mobilisons toutes les technologies disponibles

« Une trajectoire de production de 320 TWh en 2050

pour atteindre les 100 % de gaz renouvelables en 2050 », plaide Arnaud Bousquet. « Ce qui compte, c'est que les projets émergent pour permettre un saut technologique, une optimisation des process et donc une baisse des coûts », ajoute le secrétaire général de FGR.

Et c'est effectivement ce qui semble se profiler en France, où l'on constate depuis quelques années une multiplication des démarches innovantes; à l'image du projet Gaya, coordonné par Engie.

« La première pierre a été posée en 2013 et l'inauguration de la plateforme a eu lieu en octobre 2017 », retrace Alessandra Barba, porte-parole du projet. S'ensuivra, fin 2019, un premier essai de production de biométhane à partir de bois; puis, un an plus tard, à partir de combustible solide de récupération (CSR). Une première mondiale. « Cette ressource sèche est difficilement fermentescible. Il s'agit vraiment d'un gisement distinct de celui de la méthanisation. On est vraiment dans

Le projet Synthane combine pyrolyse et méthanation.



© ETIA Écotechnologies

la complémentarité », souligne Alessandra Barba. Pour parvenir à transformer ces matières sèches en biométhane, le démonstrateur implanté à Saint-Fons (69) fait appel à deux briques technologiques principales, à commencer par la pyrogazéification, qui permet, en chauffant la matière à plus de 800°C, de la décomposer en différentes molécules gazeuses. « On va ensuite faire réagir le monoxyde de carbone et l'hydrogène produits lors de la pyrogazéification au cours d'une deuxième étape appelée méthanation, dans le but de produire encore plus de méthane », décrit la porte-parole. Un biométhane qui pourra ainsi, dans le cadre d'un projet industriel, être injecté sur le réseau de distribution ou de transport existant.

Alors que le projet Gaya, soutenu financièrement par l'Ademe, a pris fin en décembre dernier, la plateforme continue d'être exploitée par Engie, qui s'attache désormais à en

Le projet Gaya, coordonné par Engie, a consisté à produire du biométhane avec des matières sèches (bois, CSR, etc.).



© Antoine Meyssonier

diversifier les intrants, afin de démontrer la flexibilité des technologies mises en œuvre. « Le développement de cette filière passera par la plus grande diversité possible vis-à-vis de la ressource », assure Alessandra Barba, avant de dévoiler les ambitions d'Engie en matière d'industrialisation : « Pour lancer la filière, Engie étudie un projet industriel qui pourrait être la première référence en France : le projet Salamandre, qui serait localisé au Havre. » Dimensionnée pour une production de 20 MW de méthane, 6 MW de chaleur valorisable et le traitement de 70 kilotonnes (kt) de déchets par an, l'installation pourrait voir le jour d'ici à 2026.

Une perspective d'industrialisation qui semble se rapprocher également pour un autre projet, baptisé Synthane, qui combine lui aussi pyrolyse et méthanation. « On peut espérer commencer le déploiement d'unités industrielles d'ici à 2024-2025 », prévoit Olivier Lepez, directeur de l'innovation du groupe norvégien VOW, société mère d'ETIA Écotechnologies, groupe français basé à Compiègne, dans l'Oise, qui porte le projet aux côtés du gestionnaire de réseau GRTgaz. En phase de lancement de tests opérationnels, ETIA envisage ainsi, avec l'appui de VOW, une industrialisation et un déploiement rapides de sa technologie, baptisée Biogreen. « Nous allons concourir à un appel à projets qui vient d'être lancé, dans le but de développer

Questions à...

Arnaud Bousquet, secrétaire général de France Gaz Renouvelables



Comment avez-vous accueilli l'annonce par le gouvernement, mi-mars, de l'allègement des coûts de raccordement au réseau des installations de production de biométhane ? Cette décision pourrait-elle bénéficier aux filières émergentes ?

C'était effectivement une demande de la filière, et cette décision de relever à 60 % le niveau de prise en charge des coûts de raccordement par la collectivité tombe au bon moment. Les projets de nouveaux gaz verts vont pouvoir en bénéficier. C'est donc une bonne nouvelle, qui va favoriser leur émergence.

Quels sont les principaux freins auxquels les filières émergentes sont encore confrontées ?

Même si, en plusieurs endroits dans les textes actuels, le gouvernement a commencé à initier des possibilités de production pour les filières émergentes - les textes sur le raccordement ont bien avancé -, l'absence de tarif d'achat pour le gaz de synthèse reste un frein. Des appels à projets devaient être lancés dans le but de proposer un tarif dédié aux porteurs de projets, mais nous sommes toujours dans l'attente. Des initiatives émergent partout sur les territoires, mais toutes les conditions ne sont pas réunies pour permettre une valorisation pertinente des gaz produits ; et donc pour encourager les porteurs de projets à passer en phase industrielle.

BC

un vrai démonstrateur industriel», dévoile Olivier Lepez. Une étape qui pourrait ainsi être suivie du déploiement d'unités industrielles capables de produire un gaz renouvelable et bas carbone de qualité injectable dans les réseaux français à partir de gisements biogéniques (bois, résidus agricoles, biodéchets...), de CSR ou encore de matières plastiques. « Nous souhaitons développer nos unités à grande échelle, tant par leur nombre que par leurs capacités. En tablant par exemple sur une capacité de traitement de 40 kt/an, on peut

espérer atteindre une production de gaz de l'ordre de 100 à 150 normo mètres cubes par heure (Nm³/h) par tonne de biomasse traitée », décrit Olivier Lepez.

À une autre échelle, de petites unités pourraient également se révéler pertinentes, comme vise à le démontrer le projet Metha² (Metha au carré), l'un des premiers sites pilotes français à expérimenter le couplage de la méthanisation et de la méthanation.

« Jusqu'à maintenant, la méthanation n'était envisagée que

dans le cadre d'installations très lourdes. Notre objectif est au contraire de montrer que pour des usages bien précis, on peut aussi mettre en œuvre une petite unité », explique Florent Rondelli, chargé de mission à la communauté de communes Pays Haut Val d'Alzette (CCPHVA), porteuse du projet qui devrait voir le jour d'ici à 2023 sur le site à énergie positive de la déchèterie communautaire gérée par la collectivité. Production attendue : environ 3 Nm³/h ; de quoi alimenter deux camions de collecte de déchets. « Le concepteur de l'unité de méthanation, la start-up française Khimod, est parvenu à en réduire la taille pour la faire tenir dans un conteneur, ce qui va faciliter le déploiement de la solution à plus petite échelle », observe Florent Rondelli.

Prévue pour fonctionner sept ans dans le cadre du partenariat entre la communauté de communes et les PME en charge de la partie technique, l'installation devrait ensuite être cédée à la communauté de communes pour un euro symbolique. « L'objectif est avant tout de montrer que le couplage méthanisation-méthanation fonctionne », souligne Florent Rondelli.

Autre exemple de projet intégré à un site existant : Minerve, premier démonstrateur de sa catégorie en France. Inaugurée en 2018 au-dessus de la chaufferie bois de l'Aful Chantrerie², au nord de Nantes, l'installation met en effet en œuvre le power-to-gas, une technologie permettant de valoriser un excédent d'électricité renouvelable sous la forme facilement stockable qu'est le gaz.

« L'intérêt est de convertir de l'électricité dont on n'a pas

besoin à un instant donné en hydrogène par électrolyse, puis en méthane de synthèse par méthanation. Ce gaz pourra ainsi être stocké à l'échelle inter-saisonnière : par exemple, dans des cavités salines », décrit Bernard Lemoult, directeur de l'Aful Chanterrie.

Si le projet Minerve a déjà, notamment, abouti au développement d'une innovation permettant d'optimiser l'étape de méthanation - un réacteur dit « multitubes » - il lui reste encore à franchir plusieurs stades avant d'atteindre le stade industriel. « *Hormis le développement de la technologie, il faudrait aussi disposer d'un excédent d'électricité renouvelable pour pouvoir passer à l'échelle industrielle.*



© Aful Chanterrie

Le projet Minerve met en œuvre le power-to-gas, afin de valoriser un excédent d'électricité.

Or, aujourd'hui, tout kilowatt-heure produit par de l'éolien ou du photovoltaïque est immédiatement absorbé sur le réseau », note Bernard Lemoult.

Le power-to-gas n'en reste pas moins prometteur, d'autant plus qu'il peut se révéler complémentaire de la méthanisation. En juin dernier, le

Gazéification hydrothermale Une troisième voie d'innovation en gestion

Encore relativement confidentielle, la gazéification hydrothermale représente pourtant un potentiel de production de biométhane comparable à la méthanation, de l'ordre de 50 TWh à l'horizon 2050. Principal intérêt de la technologie : elle permet le traitement d'intrants peu ou pas valorisés jusqu'à présent, tels que les boues de stations d'épuration, les digestats de méthanisation, les effluents d'élevage et autres résidus liquides de l'industrie agro-alimentaire. Un groupement franco-allemand⁴ explore ainsi cette voie en France dans le cadre du projet Cométhas⁵, dont la phase 2 prévoit la construction de deux unités pilotes. La première, Seine Grésillons, dans les Yvelines, va en effet intégrer dans son process une étape de carbonisation hydrothermale, consistant à placer un digestat issu de la méthanisation dans un réacteur sous pression et à haute température. Une séparation de phase permettra ensuite d'extraire un produit solide qui pourra alors être gazéifié. Quant à l'effluent liquide, il pourra servir à la récupération de nutriments tels que l'azote et le phosphore. Prévue pour décembre 2022, la mise en exploitation de l'installation pilote pourrait, si ses performances sont jugées satisfaisantes, mener à la création d'une véritable unité industrielle incluant dans ses process cette approche thermo-chimique prometteuse.

BC

spécialiste du stockage de gaz Storengy a en effet lancé, dans le cadre du projet Méthy-Centre³, la construction du premier démonstrateur français de power-to-gas couplé à la méthanisation agricole.

La mise en exploitation de l'installation pilote MéthyCentre devrait avoir lieu fin 2022.

financiers comme la réfaction tarifaire. Il n'existe pas non plus de tarif d'achat pour le gaz de synthèse...

La mise en service de l'installation de power-to-gas est en tout cas prévue pour le 3^e trimestre 2022, et l'expérimen-

« **Le potentiel est là, le marché pourrait être développé. Nous voulons aider la filière à se développer et à devenir compétitive** », assure Diane Defrenne, directrice de projet power-to-gas de Storengy, qui déplore toutefois l'obstacle que constitue encore la réglementation : « *Le gaz de synthèse n'entre pas dans la définition des gaz renouvelables, on ne peut donc pas l'injecter. Nous avons obtenu une dérogation pour MéthyCentre, mais nous ne pourrions pas bénéficier de certains dispositifs*



© Atelier Frédéric Bruxelles

tation devrait se poursuivre pendant au moins deux ans. De quoi démontrer l'intérêt de la solution et espérer une reconnaissance du gaz de synthèse en tant que gaz renouvelable par les autorités ; avec à la clé un droit à l'injection et l'attribution d'un tarif d'achat.

Benoît Crépin

1. Association créée en 2018 rassemblant l'AAMF, Biogaz Vallée, Coénove, les chambres d'agriculture France, la FNSEA, le Club Biogaz ATEE, Eiffel Gaz Vert, la FNCCR, France Biométhane, GRDF, GRTgaz, Storengy, Swen Capital Partners et Teréga. Elle a pour objectif de promouvoir la place des gaz verts dans le mix énergétique français.

2. Association fédératrice des utilités locales rassemblant des structures du site de la Chantrerie, au nord de Nantes : établissements d'enseignement supérieur et de recherche, entreprises publiques et privées, association d'habitants.

3. Projet piloté par Storengy et réalisé en partenariat par Elogen (électrolyse), Khimod (méthanation) et Prodeval (traitement et valorisation du biogaz issu de la méthanisation).

4. Groupement conduit par la société allemande Gicon et sa filiale française France Biogaz, concepteur et constructeur d'installations de méthanisation, associée à Tilia, spécialiste du pilotage de projets énergétiques. Le groupement compte deux instituts de recherche, le Deutsche Biomasse Forschung Zentrum et le Fraunhofer IGB.

5. Projet porté par le Syctom (Syndicat mixte de traitement des déchets d'Île-de-France) et le Siaap (Service public de l'assainissement francilien).