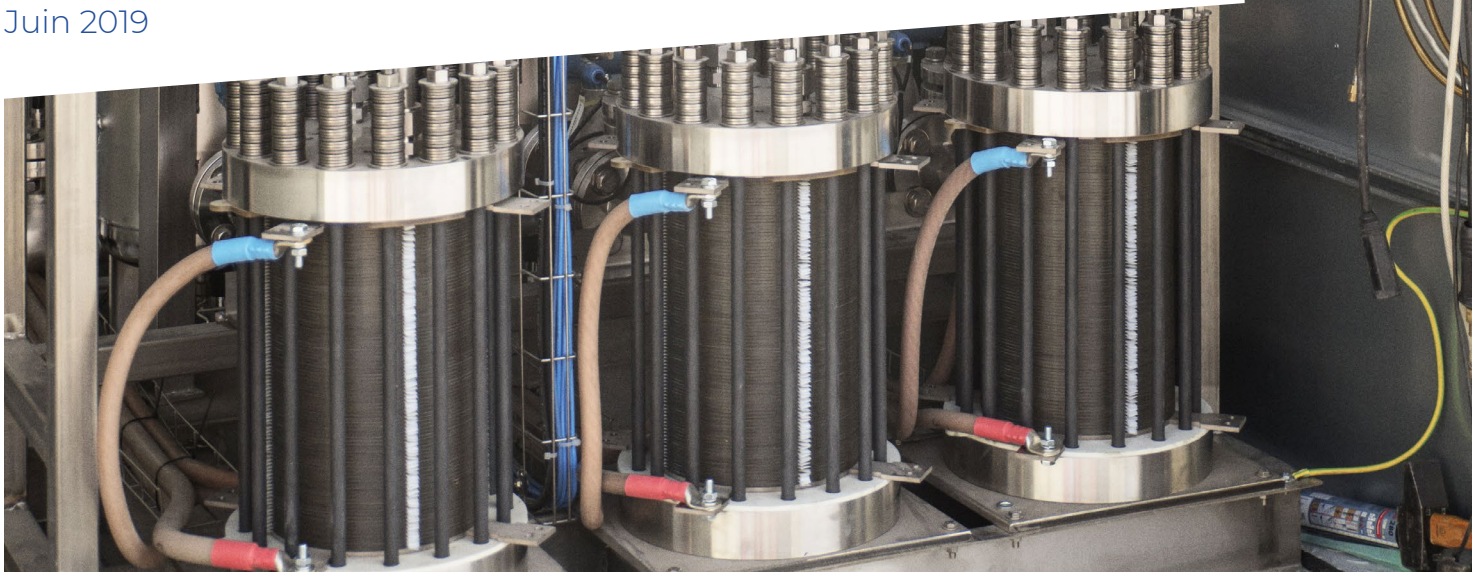




Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel

Rapport final

Juin 2019



M. Thierry Trouvé
Directeur Général
de GRTgaz



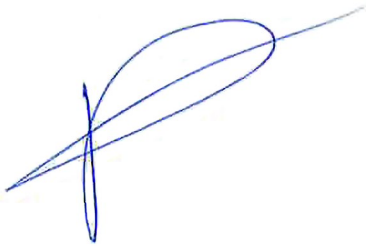
M. Édouard Sauvage
Directeur Général
de GRDF



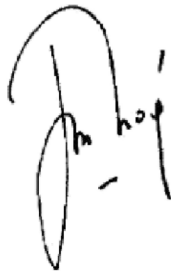
M. Dominique Mockly
Président Directeur Général
de Teréga



M. Pierre Chambon
Directeur Général
Storengy France



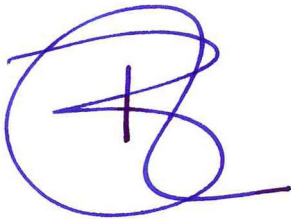
M. Jean-Michel Noé
Président de Géométhane



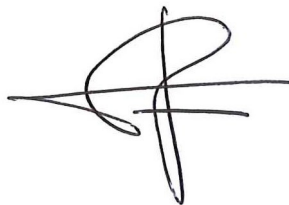
M^{me} Sandra Roche Vu Quang
Directrice Générale d'Elengy



M^{me} Martine Mack
Directrice Générale
de Réseau GDS



M. Franck Ferré
Directeur Général
de Régaz-Bordeaux



M. Benoit Schnell
Président du SPEGNN



Résumé exécutif et recommandations

Les travaux menés par les opérateurs français montrent qu'il est possible d'intégrer un volume significatif d'hydrogène dans le mix gazier à horizon 2050 avec des coûts limités d'adaptation des infrastructures. Cette intégration suppose d'utiliser de façon coordonnée les solutions de mélange, de méthanation et de déploiement de clusters 100% hydrogène sur certaines mailles par conversion d'ouvrages ou création de nouveaux réseaux.

À court terme, le taux de 6% en volume d'hydrogène est atteignable en mélange dans la plupart des réseaux, hors présence d'ouvrages ou d'installations sensibles chez les clients. Un exercice de pré-identification des zones propices sera initié à destination des porteurs de projets d'injection. Ces zones seront étendues progressivement en cohérence avec les résultats des actions de R&D et de remplacement d'équipements.

À horizon 2030, les opérateurs recommandent de fixer une capacité cible d'intégration d'hydrogène en mélange dans les réseaux à 10%, puis 20% au-delà, afin d'anticiper l'adaptation des équipements notamment à l'aval. Ces taux sont atteignables avec des adaptations limitées sur les infrastructures et font l'objet de travaux de concertation entre partenaires européens.

Les travaux réalisés pour ce rapport montrent à horizon 2050 des zones de pertinence complémentaires pour les trois voies d'injection que sont le mélange, la méthanation et les clusters 100% hydrogène. Les opérateurs ont d'ores et déjà lancé et souhaitent poursuivre, de manière concertée et coordonnée entre eux et avec leurs partenaires européens, les actions de R&D sur l'ensemble de ces options pour être à même d'offrir la solution la plus compétitive à terme pour le développement de la filière hydrogène.

À court terme, pour permettre la mise en œuvre des premiers projets d'injection d'hydrogène dans les réseaux et développer une véritable logistique compétitive de l'hydrogène, les opérateurs d'infrastructures français ont identifié **une liste de 10 leviers prioritaires** qu'ils souhaitent partager avec le ministre d'Etat, ministre de la transition écologique et solidaire :

1. Identifier les zones propices dans lesquelles le taux de 6% en mélange est applicable et adapter les spécifications gaz lorsque les conditions seront réunies pour injecter 10% puis 20% ;
2. Missionner les opérateurs pour une action coordonnée et partagée de l'effort de R&D sur l'ensemble des voies techniques d'injection et assurer la prise en charge des coûts correspondants dans leurs modèles économiques régulés dans le cadre des processus existants ;
3. Définir comme cible pour l'ensemble de la filière une spécification à 10% d'hydrogène en mélange à horizon 2030 afin de mobiliser les équipementiers, les utilisateurs avals et orienter au cas par cas les investissements des opérateurs ;
4. Animer un « groupe de travail injection hydrogène » regroupant les acteurs de la chaîne gazière et les services de l'État, en lien avec les producteurs d'hydrogène, pour faciliter la mise en œuvre des premiers projets d'injection ;
5. Défendre de manière unifiée la position française dans les travaux de normalisation européens sur les infrastructures et les équipements avals ;
6. Réaliser une évaluation des externalités de l'injection d'hydrogène dans les réseaux et de la méthanation, intégrant une analyse du cycle de vie de ces filières ;
7. Intégrer aux exercices prospectifs sur le mix énergétique le rôle des infrastructures gaz dans le développement de l'hydrogène et mettre en place un programme de travail spécifique sur le couplage des réseaux gaz et électricité ;
8. Définir et mettre en place un cadre favorable pour l'expérimentation du développement et de l'exploitation des premiers clusters 100% hydrogène ;
9. Créer un cadre permettant le développement du power-to-gas en cas de défaillance du marché
10. Instaurer des points réguliers sur l'avancée des travaux entre les opérateurs et les services concernés de l'État et mettre à jour le rapport tous les 5 ans.

Table des matières

Résumé exécutif et recommandations	5
Contexte	7
Valeur des infrastructures de gaz naturel pour la filière hydrogène	8
I. Rappel des caractéristiques clés des infrastructures de gaz naturel	8
II. Les cas d’usages de l’injection d’hydrogène à l’étude en France	10
10 leviers prioritaires à mettre en œuvre pour maximiser l’injection d’hydrogène dans les infrastructures	12
Conditions technico-économiques d’injection d’hydrogène dans les réseaux	18
I. Travaux réalisés	18
A. Six cas d’études développés pour encadrer au mieux l’ensemble des cas d’usages possibles	18
B. Modélisation de l’injection de l’hydrogène dans les réseaux et des coûts d’adaptation en résultant	20
II. Les volumes d’hydrogène injectables dans les infrastructures de gaz naturel varient selon les mailles en fonction de caractéristiques qui leur sont propres.....	21
III. À court terme, il est envisageable d’intégrer 6% d’hydrogène dans la plupart des ouvrages, hors présence d’usages ou installations sensibles	21
IV. Quelles que soient les configurations étudiées, les volumes d’hydrogène associés pourront être intégrés au système gazier à coûts compétitifs, en s’appuyant sur des solutions techniques complémentaires	22
Grands axes de R&D identifiés par les opérateurs français et coordination à la maille européenne	24
A. Les opérateurs français ont identifié 8 axes de R&D prioritaires, dont 6 sur les infrastructures	24
B. De multiples projets européens et une coopération qui tend à se renforcer	25
Conditions techniques liées à l’injection d’hydrogène dans les réseaux	27
A. Intégrité des canalisations	27
B. Sous-sol (réservoirs aquifères et cavités salines).....	28
C. Qualité gaz et comptage	29
D. Équipements du réseau.....	30
E. Plan de surveillance et de maintenance – facteurs humains et organisationnels	31
F. Capacité du réseau.....	31
G. Études de dangers et distances d’effets	31
H. Système d’information et de conduite du réseau	32
I. Méthanation & capture / transport de CO ₂	32
J. Réseaux 100% hydrogène.....	33
K. Usages.....	34
Annexes	36
A. Leviers prioritaires : calendriers et contributeurs	36
B. Travaux de normalisation	37
C. Focus GRHYD	39
D. Focus Jupiter 1000.....	40
E. Focus Méthycentre	41
F. Focus sur le projet Hyaunais	42
G. Focus sur le projet HyGreen	43
H. Focus FenHYx	44
Bibliographie	45

Contexte

La Mesure 7 du « Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique ¹ » prévoit que les opérateurs d'infrastructures gazières déterminent les conditions technico-économiques de l'injection d'hydrogène dans les réseaux en vue de se préparer au développement du power-to-gas, procédé qui permet de convertir de l'électricité renouvelable en hydrogène. Ce document constitue le rapport final répondant à cette demande : il apporte une réponse à court et moyen terme et présente les enjeux de R&D sous-jacents pour que les infrastructures gazières puissent soutenir efficacement la transition énergétique.

Comme rappelé dans le rapport intermédiaire² fourni en décembre, les opérateurs français d'infrastructures gazières échangent depuis un an de façon transverse sur les enjeux liés à l'intégration de l'hydrogène dans les réseaux. Ce travail concerté et intégré sur l'ensemble de la chaîne d'infrastructures à l'échelle nationale n'a pas été mené pour le moment dans d'autres pays européens (la diversité des acteurs le rendant plus complexe).

Ce rapport :

- Rappelle la valeur des infrastructures de gaz naturel pour soutenir le développement de la filière hydrogène,
- Présente une liste de 10 leviers³ identifiés comme prioritaires par les opérateurs pour préparer les systèmes gaziers à l'intégration de l'hydrogène et du méthane de synthèse,
- Restitue les principales conclusions d'une étude technico-économique menée par les opérateurs d'infrastructures français sur l'intégration d'hydrogène dans les réseaux,
- Présente les grands axes structurants de R&D retenus par les opérateurs,
- Rappelle les principaux enjeux techniques relatifs à l'intégration d'hydrogène dans les réseaux.

¹ Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, Dossier de presse, 1^{er} juin 2018 (https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2018.06.01_dp_plan_deploiement_hydrogene_0.pdf).

² Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, Rapport intermédiaire, Décembre 2018.

³ Voir annexe A

Valeur des infrastructures de gaz naturel pour la filière hydrogène

I. Rappel des caractéristiques clés des infrastructures de gaz naturel

Les infrastructures de gaz naturel présentent cinq caractéristiques qui en font des alliées stratégiques du développement de la filière hydrogène. Ces caractéristiques traduisent le caractère performant de l'infrastructure comme convoyeur d'énergie. Elles témoignent également d'une complémentarité avec le réseau électrique, structurante pour développer le « *sector coupling* », actuellement exploré au niveau européen comme levier d'optimisation de l'intégration des énergies renouvelables. De nombreuses études (voir par exemple les études Naviguant [1] et Pöyry [2]) ont ainsi mesuré les surcoûts importants engendrés par une stratégie de décarbonation s'appuyant sur un seul vecteur énergétique et donc sur un seul réseau, occasionnant sur ce dernier des investissements massifs pour intégrer les services des autres réseaux qu'il remplace.

1. Les infrastructures gazières sont capables de transporter de l'énergie sur de longues distances avec des pertes très faibles (0,7% vs. 2% à 6% pour l'électricité⁴),
2. Elles peuvent également acheminer et délivrer à un instant T de très grandes quantités d'énergie et constituent de fait aujourd'hui des alliées indispensables de la pointe électrique hivernale. À titre illustratif, la puissance au point frontière Allemagne/France à Obergailbach est de 28 GW. Tandis que la capacité de transit sur le réseau de transport d'électricité entre la France et l'Allemagne est de 1,5 GW. Outil indispensable pour couvrir les besoins énergétiques de pointe, le parc de stockage souterrain gaz permet de délivrer une puissance instantanée de 90 GW (supérieure au parc électronucléaire français),
3. L'offre et la demande n'ont pas besoin d'être équilibrées à tout instant sur le réseau gazier qui bénéficie d'une flexibilité intrinsèque grâce au réglage de la pression, parfaitement maîtrisé par les gestionnaires de réseaux (stock en conduite),
4. Les infrastructures de gaz naturel disposent d'une capacité massive de stockage intersaisonnier, sans équivalent (~130 TWh), ce qui en fait la technologie privilégiée pour la gestion des énergies renouvelables intermittentes lorsque ces dernières deviennent prédominantes dans le mix de production⁵,
5. Enfin, le réseau de gaz naturel, via ses plus de 200 000 km, dessert largement le territoire national et en particulier les principales zones urbaines et industrielles. Les infrastructures sont en majeure partie enterrées et non visibles, ce qui facilite leur acceptabilité.

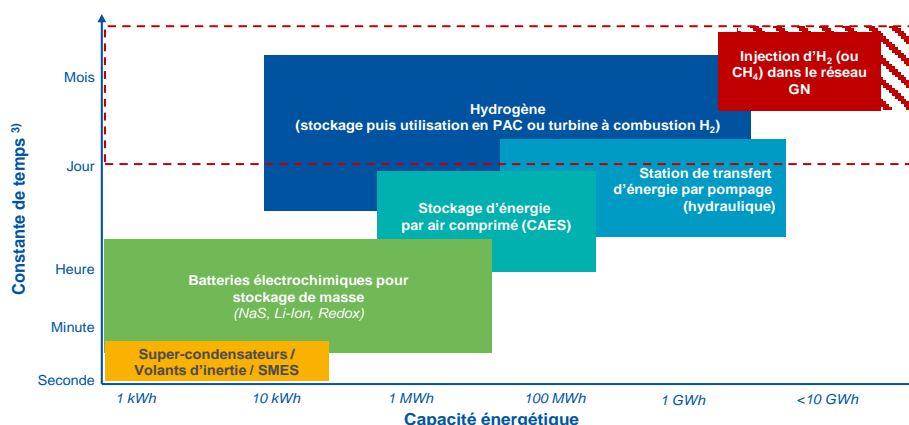


Figure 1 : Panorama des différentes filières de stockage selon leur capacité de stockage et leur constante de temps (analyse E-CUBE Strategy Consultants)

⁴ Pertes sur le réseau RTE évaluées à 2%. Pertes sur le réseau Enedis : <https://www.enedis.fr/devenir-un-fournisseur-energie-qualifie#onglet-la-compensation-des-pertes>.

⁵ Le stockage de l'hydrogène dans les stockages souterrains apparaît à ce jour comme le moyen le mieux adapté au stockage inter-saisonnier de très gros volumes d'énergie. https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/Rapports/Rap2019/CGE_stockage_elec_synthese_et_recommandations.pdf



Figure 2 : Cartographie des réseaux de transport d'électricité (rouge) et de gaz (bleu)
source : open data réseaux-énergie

Pour tirer pleinement parti des investissements réalisés dans les infrastructures de gaz naturel et exploiter au mieux la complémentarité des vecteurs énergétiques, les opérateurs gaziers, tout comme de nombreux acteurs en Europe, sont convaincus que le développement d'un système énergétique décarboné s'appuiera conjointement sur les réseaux électriques et gaziers.

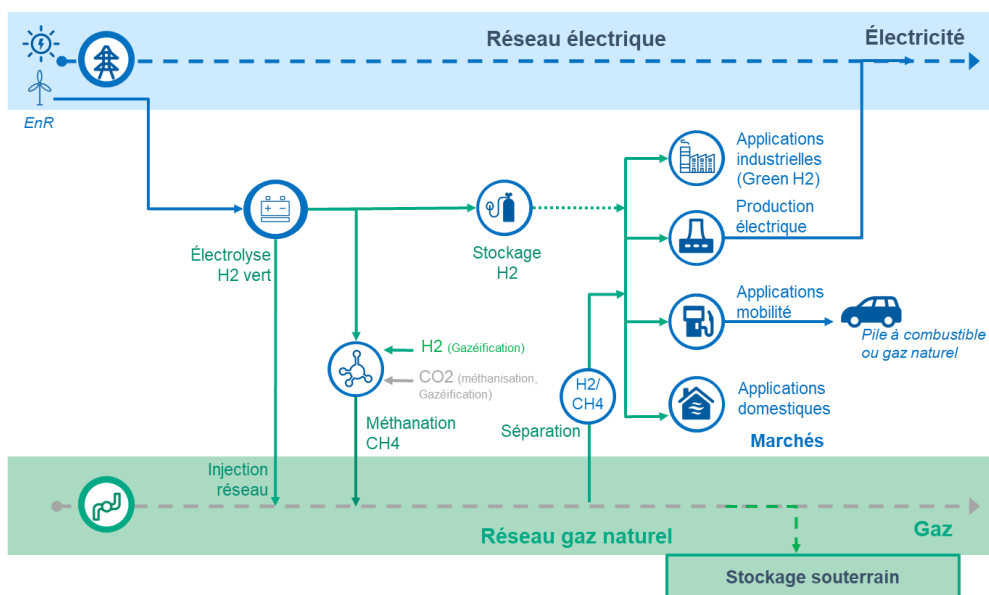


Figure 3 : Vision simplifiée du couplage entre les réseaux électriques et gaziers

II. Les cas d'usages de l'injection d'hydrogène à l'étude en France

Plusieurs modèles économiques avec injection d'hydrogène dans les réseaux sont en cours d'investigation. À court terme, il n'existe pas de cas matures identifiés en France, contrairement à l'Allemagne où des besoins massifs de transport et de stockage d'énergie renouvelable produite par ses parcs éoliens du Nord ne peuvent être satisfaits par les infrastructures électriques et conduisent à la mise en place déjà annoncée d'installations de power-to-gas de 100 MW.

Via les sollicitations qui leur sont faites et leur participation à différents groupes de travail de la filière hydrogène, les opérateurs ont identifié différents modèles.

Premièrement, le recours aux infrastructures gazières comme levier pour développer la production d'hydrogène ou d'électricité bas carbone :

- Certains porteurs de projet souhaitent disposer d'un « exutoire injection » le temps que les usages dédiés de l'hydrogène se développent localement, comme pour la mobilité ou l'industrie. Ils cherchent ainsi à bénéficier d'un effet d'échelle sur les électrolyseurs et à terme d'un levier d'optimisation (arbitrage stockage / production).
- Des acteurs de la filière souhaitent mettre en place des projets de plusieurs MWe pour optimiser *a priori* la production nucléaire et éviter sa modulation forcée tout en favorisant l'intégration des énergies renouvelables. Deux projets de ce type ont d'ores et déjà fait des demandes de raccordement sur le réseau de transport.

Deuxièmement, un couplage entre systèmes électrique et gazier pour optimiser l'usage des réseaux d'énergie et les coûts de renforcement globaux :

- Les opérateurs de transport de gaz et d'électricité doivent étudier l'intérêt systémique du power-to-gas en alternative à des renforcements sur le seul réseau électrique par exemple.
- Certains opérateurs de parcs de production d'énergie renouvelable étudient la pertinence du power-to-gas pour leurs actifs en sortie d'obligation d'achat.

Troisièmement, l'injection d'hydrogène dans les réseaux comme levier de décarbonation compétitif :

- Certains acteurs explorent la conversion de boucles locales adossées à des stockages d'hydrogène.
- D'autres explorent la décarbonation des usages mobilité via le méthane de synthèse injecté dans les réseaux.
- Le développement à plus long terme de filières d'importation d'hydrogène (selon différents vecteurs) ou de méthane de synthèse renouvelables, notamment via les terminaux méthaniers, est également à l'étude.

La structuration du grand transport de cette énergie reste un point épineux et plusieurs filières de transport maritime d'énergie renouvelable (via le vecteur hydrogène) sont actuellement étudiées :

- l'hydrogène liquéfié à très basse température (LH₂),
- les molécules organiques porteuses d'hydrogène (Liquid Organic Hydrogen Carriers LOHC),
- l'ammoniaque (NH₃),
- le SLNG (GNL issu d'une méthanation d'hydrogène vert avec du CO₂ capturé ou atmosphérique).

Les analyses actuelles montrent cependant des coûts encore significatifs et ne donnent pas d'avantage prix à une technologie plutôt qu'à une autre.

Le scénario SLNG présente toutefois l'avantage de pouvoir être graduellement implanté en partageant les infrastructures existantes et partiellement amorties, sans révolutionner les usages ni les technologies matures et maîtrisées.

Compte tenu de la temporalité envisagée pour l'industrialisation de ces cas d'usages, les opérateurs d'infrastructure français sont dans le bon cadencement pour mener leurs travaux R&D. Pour permettre l'émergence de ces différentes voies, des premiers démonstrateurs et/ou pilotes industriels doivent être réalisés.

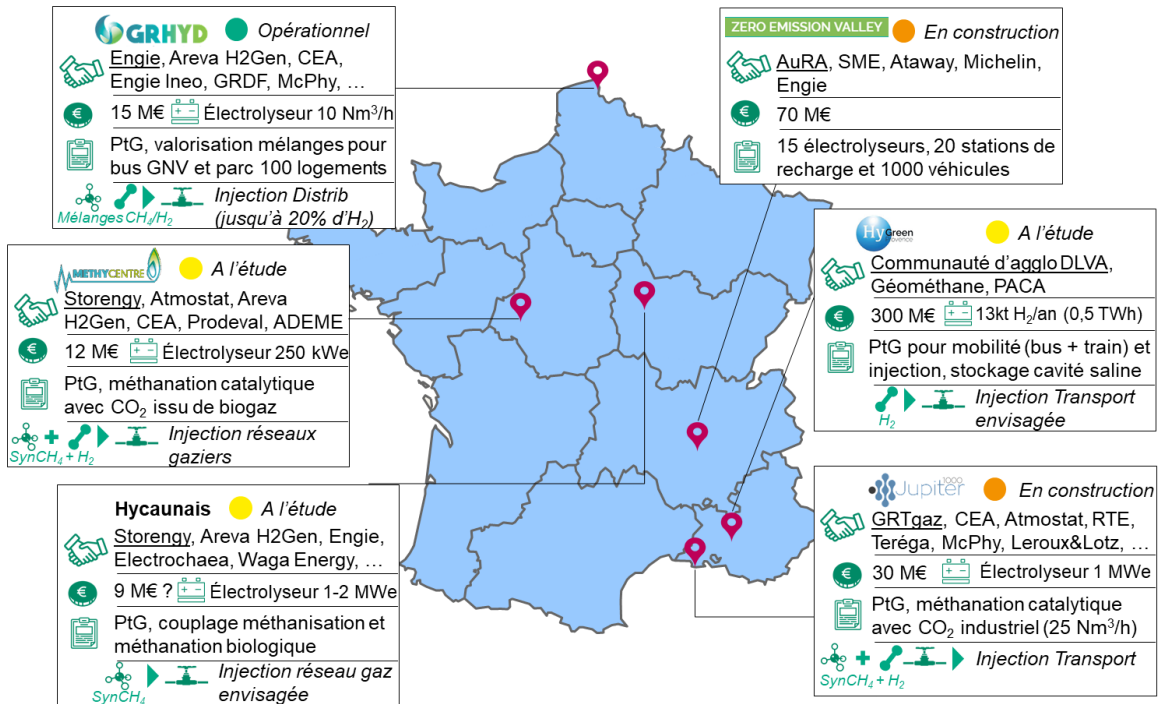


Figure 4 : Principaux projets de power-to-gas en France au 1er avril 2019

10 leviers prioritaires à mettre en œuvre pour maximiser l'injection d'hydrogène dans les infrastructures

Des demandes de raccordement de producteurs d'hydrogène, de mélanges CH₄/H₂ ou de méthane de synthèse ont déjà été adressées à certains gestionnaires d'infrastructures gazières. Elles démontrent l'actualité des questions traitées dans ce rapport.

Les opérateurs de réseaux gaziers souhaitent donc poursuivre leurs travaux pour préparer les systèmes gaziers à l'intégration de l'hydrogène et du méthane de synthèse, et pouvoir ainsi faciliter le développement des filières de ces nouveaux gaz renouvelables.

Les opérateurs gaziers recommandent la mise en œuvre ou la poursuite des 10 leviers suivants :

Levier 1. Identifier les zones propices dans lesquelles le taux de 6% en mélange est applicable et adapter les spécifications gaz lorsque les conditions seront réunies pour injecter 10% puis 20%

(Contributeurs : Opérateurs, DGEC/DGPR ; action en cours (6%), horizon 2030 (10%))

Les spécifications gaz des transporteurs, stockeurs et distributeurs prévoient aujourd'hui un taux limite d'hydrogène à 6% en volume. Les travaux réalisés par les opérateurs montrent que ce taux peut être atteint sur la plupart des mailles du réseau à court terme, hors présence d'ouvrages ou d'installations clients sensibles (par exemple stations GNV ou industriels verriers). Compte tenu des caractéristiques et de l'horizon de temps envisagé pour le raccordement des projets identifiés à ce stade, les opérateurs ne jugent pas nécessaire d'adapter les spécifications actuelles.

Dans les années à venir, les opérateurs vont travailler à l'identification plus précise des zones propices à l'injection d'hydrogène sur les différentes mailles du réseau compte tenu des contraintes techniques des infrastructures et des usages à l'aval.

À un horizon plus lointain, et au fur et à mesure du développement de la filière d'injection, des avancées des travaux de recherche et des adaptations des équipements réseaux et aval à l'hydrogène, les spécifications gaz seront mises à jour en coordination avec les services de l'État en passant par un palier à 10% puis jusqu'à 20%. Hors contexte local spécifique, ce dernier seuil semble constituer une limite haute avant le déclenchement d'investissements significatifs, notamment pour les usages aval. Le chapitre dédié aux conditions technico-économiques permet d'éclairer ce point.

Levier 2. Missionner les opérateurs pour une action coordonnée et partagée de l'effort de R&D sur l'ensemble des voies techniques d'injection et assurer la prise en charge des coûts correspondants dans leurs modèles économiques régulés dans le cadre des processus existants

(Responsables Contributeurs : DGEC, Opérateurs, CRE ; date de lancement : 2^{ème} semestre 2019)

Les opérateurs gaziers ont mené un premier travail conjoint d'identification et de priorisation des actions de R&D à mener pour permettre le développement des différentes voies d'intégration au réseau. L'ensemble des thématiques de R&D retenues est détaillé dans le chapitre dédié de ce rapport.

Ces thématiques vont être déclinées au sein de feuilles de route par chacun des opérateurs puis coordonnées au second semestre afin d'optimiser les efforts de recherche pour atteindre les objectifs dans les meilleurs délais et aux meilleurs coûts. Cet effort de mise en commun entre opérateurs français sera doublé d'un exercice de

partage avec les autres grands opérateurs menant des travaux sur l'intégration d'hydrogène dans les réseaux afin de démultiplier et mutualiser les efforts de R&D. Pour ce faire, un « workshop d'experts techniques et stratégiques » sera organisé avec les acteurs européens volontaires dans le courant de l'année à venir.

Les opérateurs partageront leur feuille de route consolidée avec les services de l'État concernés ainsi qu'avec la CRE.

Il est important que ces investissements R&D puissent être intégrés aux dépenses couvertes par les tarifs, afin de permettre aux infrastructures de gaz naturel de jouer pleinement leur rôle dans le développement de la filière hydrogène française et européenne et de conserver leur valeur dans la transition énergétique.

Levier 3. Définir comme cible pour l'ensemble de la filière une spécification à 10% d'hydrogène en mélange à horizon 2030 afin de mobiliser les équipementiers, les utilisateurs avals et orienter au cas par cas les investissements des opérateurs
(Contributeurs : Opérateurs, DGEC/DGPR, DGE, associations professionnelles ; date de lancement : 2^{ème} semestre 2019)

La capacité à généraliser et massifier l'injection d'hydrogène dans les réseaux est conditionnée à la tolérance des équipements sur les infrastructures gaz mais également des équipements des utilisateurs avals, les clients – diffus en particulier - représentant dans leur ensemble un enjeu financier significatif. Cette acceptabilité implique d'une part, le développement et l'offre d'appareils compatibles à des mélanges CH₄/H₂ et d'autre part, l'acquisition de ces équipements par les opérateurs et les utilisateurs finals des territoires concernés.

Anticiper cette adaptabilité est un réel facteur d'optimisation des coûts d'intégration de l'hydrogène à la chaîne gazière. Pour faciliter cette anticipation, il est recommandé que soit fixée une cible de compatibilité des infrastructures et des équipements avals avec un taux de 10% d'hydrogène en volume à horizon 2030, sous des modalités à définir en concertation avec les services de l'État. Outre le fait qu'elle soit atteignable avec des coûts d'adaptation limités, aussi bien sur le réseau qu'à l'aval, cette cible offre l'avantage d'être cohérente avec la cible que s'est donnée la filière allemande (DVGW⁶) au même horizon de temps, favorisant ainsi les coopérations potentielles, l'interopérabilité des réseaux européens, et les effets de masse sur les achats de matériels.

Une fois fixée, cette cible sera intégrée *de facto* dans les prescriptions techniques des opérateurs gaziers. La compatibilité avec l'hydrogène est déjà anticipée sur certains équipements comme les chromatographes, en réaction aux stratégies des acteurs avec lesquels la France dispose d'interconnexions.

Une action spécifique de la DGE et des associations professionnelles à destination des équipementiers et des clients avals pourrait venir en soutien de l'animation de la filière dans son ensemble. Les opérateurs s'engagent de leur côté à mener des actions de sensibilisation de leurs parties prenantes et notamment des utilisateurs avals dès l'identification de projets d'injection dans les territoires. Ils joueront le cas échéant un rôle actif dans la co-construction des solutions d'adaptation des équipements.

⁶ La Deutscher Verein des Gas und Wasserfaches est l'association allemande pour le gaz et l'eau. <https://www.energate-messenger.de/news/190852/dvgw-entwickelt-regeln-fuer-wasserstoff-netzintegration>

Levier 4. Animer un « groupe de travail injection hydrogène » regroupant les acteurs de la chaîne gazière et les services de l'État, en lien avec les producteurs d'hydrogène, pour faciliter la mise en œuvre des premiers projets d'injection
(Contributeurs : GRTgaz et autres opérateurs, DGEC, DGPR, CRE, ... ; date de lancement : avril 2019)

Un groupe de travail sur l'injection d'hydrogène, piloté par GRTgaz, a été initié dans le courant du mois d'avril 2019 avec pour objectif de définir et de cadrer, avec l'ensemble des parties prenantes, les différents aspects (techniques et contractuels) de l'injection d'hydrogène dans les réseaux, y compris sous la forme méthane de synthèse. Ce comité doit permettre l'émergence des premiers projets et assurer la cohérence avec les pratiques en vigueur pour le biométhane.

Les thèmes actuellement étudiés sont :

- Procédures et délimitations des responsabilités sur chacune des briques des installations de raccordement,
- Traçabilité et garantie d'origine de l'hydrogène,
- Qualité gaz,
- Visions prospectives sur l'évolution des systèmes énergétiques.

Membres



Pilotage GRTgaz

- **Opérateurs gaziers** (GRTgaz, Teréga, GRDF, Régaz, Storengy, Afgaz)
 - **Producteurs** ayant formalisé des demandes auprès des opérateurs
 - **Administrations, agences, autorités publiques** (DGEC, DGPR, ADEME, CRE)
 - Représentants de **collectivités** (ARF, FNCCR)
 - **Associations représentatives des professionnels** du secteur (AFHYPAC, ATEE Club P2G, Club Pyrogazéification)
- + autres acteurs pour des sous-groupes en fonction des besoins (ex : clients sensibles, producteurs)

À l'instar du GT injection biométhane créé en amont du lancement de la filière, une participation active des services de l'état serait garante de la bonne prise en compte des aspects réglementaires.

Levier 5. Défendre de manière unifiée la position française dans les travaux de normalisation européens sur les infrastructures et les équipements avuls
(Contributeurs : Opérateurs, associations professionnelles ; action en cours)

Les opérateurs gaziers participent activement aux travaux des groupes de normalisation et de pré-normalisation européens en vue de porter des positions françaises liées à l'adaptation des référentiels normatifs afin qu'ils soient cohérents avec la vision des opérateurs français pour le développement de la filière hydrogène et à l'interopérabilité des réseaux. Le tableau en annexe fournit le détail des principaux travaux auxquels participent les opérateurs gaziers : qualité gaz, canalisations, comptage, compression, poste de livraison, stockage.

Levier 6. Réaliser une évaluation des externalités de l'injection d'hydrogène dans les réseaux et de la méthanation, intégrant une analyse du cycle de vie de ces filières
(Contributeurs : ADEME, opérateurs, Club P2G ATEE ; date de lancement : 1^{er} semestre 2020)

Les calculs économiques réalisés pour ce rapport ont pour l'instant été limités à une évaluation des coûts d'adaptation liés aux infrastructures et aux usages avuls. La pertinence de ces coûts doit être évaluée au regard des externalités et des services apportés par l'injection d'hydrogène dans les réseaux. Ces travaux doivent être intégrés dans une réflexion plus large sur les externalités de la filière hydrogène. Devront notamment être évaluées :

- Les émissions de gaz à effet de serre évitées,
- L'amélioration de la balance commerciale pour la part d'hydrogène produite sur le territoire national,
- La création d'emplois et les autres retombées économiques locales.

Pour évaluer les externalités environnementales, une analyse du cycle de vie de l'hydrogène suivant les différentes typologies de production et des voies injection devra être réalisée⁷.

Levier 7. Intégrer aux exercices prospectifs sur le mix énergétique le rôle des infrastructures gaz dans le développement de l'hydrogène et mettre en place un programme de travail spécifique sur le couplage des réseaux gaz et électricité
(Contributeurs : Opérateurs gaz et ADEME, DGEC, Collectivités, CEA ; date de lancement : 2^{ème} semestre 2019)

En lien avec les travaux européens sur le « *sector coupling* » et en lien avec la future Directive Gaz, les pouvoirs publics doivent développer des visions prospectives décrivant le rôle que pourra jouer l'hydrogène dans la transition énergétique, afin de mobiliser conjointement les écosystèmes gazier et électrique en tirant profit de leurs atouts complémentaires. Les opérateurs gaziers se tiennent d'ores et déjà à disposition des pouvoirs publics pour contribuer à cet exercice et proposeront différents scénarios intégrant l'hydrogène injecté dans leur prochain bilan prévisionnel gaz.

Les opérateurs gaziers collaborent avec les acteurs de la filière pour évaluer et optimiser le rôle des infrastructures de gaz naturel dans le développement de l'hydrogène décarboné et des différents usages associés, avec pour objectif commun de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone à horizon 2050 au meilleur coût. Dans le contexte actuel, les opérateurs gaziers s'attachent à la soutenabilité des trajectoires de transition proposées et sont convaincus que des scénarios assis sur les infrastructures existantes sont à même d'apporter une réponse sans engendrer d'investissements massifs à un instant T pour les clients finals.

Si des travaux sont menés de part et d'autre sur les modèles économiques du power-to-gas (travaux d'ENEDIS et RTE sur la mesure n°10 du Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique⁸, travaux du Club P2G ATEE, ...), il est désormais temps de les mettre en commun. Les opérateurs souhaitent que les pouvoirs publics mettent en place un cadre de travail regroupant opérateurs de réseaux gaziers et électriques pour développer une vision française consolidée.

⁷ Voir mesure 3 du « Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique »

⁸ Identification de la valeur des services rendus au réseau par les électrolyseurs et des moyens existants ou à mettre en place pour valoriser ce type de service.

Les résultats de ces travaux viendront alimenter d'autres réflexions et actions menées par des plateformes multi-acteurs, incluant :

- Le Comité Stratégique de Filière dédié aux « Industries des nouveaux systèmes énergétiques »⁹,
- Le groupe de travail sur l'interconnexion des réseaux des Engagements pour la Croissance Verte¹⁰,
- Au niveau européen, les travaux visant à l'identification de Projets Importants d'Intérêt Européen Commun.

Levier 8. Définir et mettre en place un cadre favorable pour l'expérimentation du développement et de l'exploitation des premiers clusters 100% hydrogène
(Contributeurs : DGEC, DGPR, CRE, opérateurs ; date de lancement : ~2020)

Pour aller au-delà des travaux R&D menés par les opérateurs gaziers et anticiper les contours des futurs cadres techniques et réglementaires de la fourniture, du transport, du stockage et de la distribution d'hydrogène énergie, il serait bénéfique de lancer à court terme une expérimentation terrain de la conversion d'une boucle locale gaz naturel à l'hydrogène ou encore de permettre la mise en place d'une nouvelle boucle en 100% hydrogène. Compte tenu des coûts de conversion sur l'aval, le périmètre cible initial sera plutôt celui d'une zone industrielle ou d'activité de taille limitée.

Une telle expérimentation doit être menée avec le soutien de l'Etat, dans le cadre du Plan national de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, et contribuera à mieux appréhender les enjeux de cette voie de décarbonation des usages gaz.

Levier 9. Créer un cadre permettant le développement du power-to-gas en cas de défaillance du marché
(Contributeurs : DGEC, CRE ; date de lancement : ~2020)

En dépit de bénéfices clairement identifiés (cf. cas allemand), les modèles économiques du power-to-gas peuvent être difficiles à faire émerger en l'absence de mécanismes permettant de rémunérer les services rendus à une valeur assurant la rentabilité. En effet, il n'existe pas de mécanisme permettant aujourd'hui d'évaluer la valeur du couplage et encore moins de la rémunérer. Ce point fait d'ailleurs l'objet de nombreuses discussions au niveau européen et il est vraisemblablement présent en sous-jacent dans les travaux commandités aux opérateurs de réseaux électriques français dans le cadre du Plan hydrogène. L'identification de cette valeur est complexe car elle est potentiellement multiple : valeur pour des producteurs d'énergies renouvelables écrêtés, valeur de flexibilité pour le réseau électrique, valeur plus globale d'optimisation des investissements dans les infrastructures énergétiques, valeur d'arbitrage sur le coût et donc les vecteurs de décarbonation des différents usages aval (raisonnement à l'euro par tonne de CO₂ évitée), ...

Pour permettre l'émergence de projets jugés pertinents sur le territoire national, il faudra donc prévoir transitoirement un cadre spécifique permettant de sécuriser leur modèle économique en intégrant les temps longs liés à ce type d'investissements et les incertitudes actuelles sur la valeur des services rendus dans la durée. Les formes que pourraient prendre ce cadre sont à discuter avec l'ensemble des acteurs susceptibles de se positionner sur ce type d'ouvrages et à évaluer en fonction des bénéfices et du degré de transparence attendu

⁹ Comité dont le lancement a été validé par le comité exécutif du Conseil national de l'industrie en mai 2018, présidé par Isabelle Kocher, DG d'Engie, et ayant entre autres pour priorités de renforcer et de consolider l'offre industrielle française sur le marché des équipements et solutions pour la méthanisation

¹⁰ Les Engagements pour la Croissance Verte (ECV) visent à renforcer le partenariat entre l'État et les porteurs de projets privés. Les ECV portant sur l'hydrogène sont co-pilotés par l'AFHYPAC et le CEA. Le groupe de travail « Stockage de l'énergie » intègre notamment dans le champ de ses travaux l'interconnexion entre les réseaux électriques et gaziers.

sur les premières réalisations. En effet, il est important de pouvoir capitaliser sur les premiers projets de couplage pour pouvoir définir un cadre technico-économique pérenne.

Levier 10. Instaurer des points réguliers sur l'avancée des travaux entre les opérateurs et les services concernés de l'État et mettre à jour le rapport tous les 5 ans
(pilotes : Opérateurs, DGEC/DGPR, ADEME, CRE ; date de lancement : 2020)

Les opérateurs ont décidé de pérenniser leur groupe de travail conjoint pour poursuivre la concertation et l'essaimage des travaux de R&D sur l'injection d'hydrogène dans les réseaux. Les opérateurs proposent de mettre en place des échanges réguliers, dont la fréquence reste à définir, avec les services de l'État, l'ADEME et la CRE pour partager les résultats de leurs actions. Une première réunion devrait être programmée au second semestre 2019 pour partager la feuille de route consolidée des opérateurs et en présenter les grands jalons.

Les opérateurs proposent également d'actualiser le rapport sur l'injection d'hydrogène dans les réseaux tous les 5 ans afin de disposer d'un document officiel, partagé et partageable, permettant d'asseoir les discussions avec les autres parties prenantes de la filière, d'autres acteurs européens voire internationaux et la Commission Européenne le cas échéant.

Conditions technico-économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux

Les trois voies d'intégration de l'hydrogène (mélange, 100% H₂ et méthanation) sont complémentaires et cohérentes avec des dynamiques diverses dans les territoires et pourront être développées pour permettre l'intégration de grandes quantités d'hydrogène au système gazier.

I. Travaux réalisés

Pour alimenter ce rapport, les opérateurs ont mené un travail d'évaluation technico-économique visant à comparer, dans une vision intégrée (depuis les points d'entrée sur le territoire - interconnexions, terminaux méthaniers - jusqu'aux clients finals) et en l'état actuel des connaissances, les coûts d'adaptation des infrastructures et de l'aval aux différentes solutions d'intégration de l'hydrogène.

Les résultats du modèle, présentés par la suite, ont mis en évidence les différents seuils identifiés comme limites pour l'injection et les axes R&D prioritaires au vu des enjeux financiers.

Ce travail collaboratif a été réalisé en deux étapes, tout d'abord une analyse des coûts unitaires d'adaptation s'appuyant sur les éléments suivants :

- Un travail de concaténation des connaissances disponibles à date (en interne, mais aussi via des ressources bibliographiques ou contacts bilatéraux avec d'autres opérateurs européens) sur les taux critiques d'acceptabilité de l'hydrogène dans les principaux équipements réseaux et aval compteur. Ce travail est détaillé dans le rapport technique présenté dans la partie suivante de ce rapport,
- Une identification des solutions d'adaptations associées à l'atteinte et au franchissement de ces taux critiques et de leurs coûts unitaires. Un exercice d'inventaire des équipements concernés a également été mené, permettant d'identifier les grandes masses financières en jeu et de cibler les enjeux critiques.

La seconde étape a consisté en une estimation des coûts globaux et des stratégies d'adaptation du réseau reposant sur :

- Une étude des différents cas d'usages de l'hydrogène et la définition de six configurations différenciées (cas d'études) de développement de l'injection d'hydrogène dans les réseaux, associées à des volumétries nationales,
- La construction d'une modélisation simplifiée visant à simuler les coûts d'adaptation des infrastructures et des usages avals dans ces six configurations types, pour les différentes voies d'intégration de l'hydrogène envisagées (mélange, méthanation, 100%),
- Une analyse comparative des trois voies d'intégration d'hydrogène identifiées.

Les opérateurs ont été appuyés et accompagnés dans leur démarche par le cabinet E-CUBE Strategy Consultants.

A. Six cas d'études développés pour encadrer au mieux l'ensemble des cas d'usages possibles

Comme il a été vu au chapitre « Intérêt de l'injection de l'hydrogène dans les réseaux », différents cas d'usages ont d'ores et déjà été identifiés autour de l'injection d'hydrogène dans les réseaux. Ces cas d'usages recourent :

- Le renforcement mutuel des réseaux d'électricité et de gaz via la production et l'injection d'hydrogène,
- L'injection d'hydrogène comme moyen d'optimiser des unités de production d'hydrogène destinées initialement à un usage direct,
- La décarbonation directe des usages via l'injection d'hydrogène en amont du consommateur dans les réseaux.

Il apparaît dans ces cas d'usages une variabilité importante du niveau et de la typologie (fixe/variable) des volumes injectés, des niveaux du réseau impactés (national, régional, distribution) ou encore des échéances prévisibles pour le développement des projets.

Les six configurations d'injection utilisées pour évaluer les coûts d'adaptation pour les trois voies technologiques représentent les grandes typologies possibles de développement de l'hydrogène injecté à horizon 2050, vu d'aujourd'hui. Ces cas, très typés, combinent développement massif (40 TWh¹¹) / limité (10 TWh), centralisé / décentralisé de l'hydrogène injecté. La réalité sera vraisemblablement une combinaison de plusieurs de ces configurations, qui émergeront à des pas de temps et selon des configurations territoriales très difficiles à appréhender à ce stade.

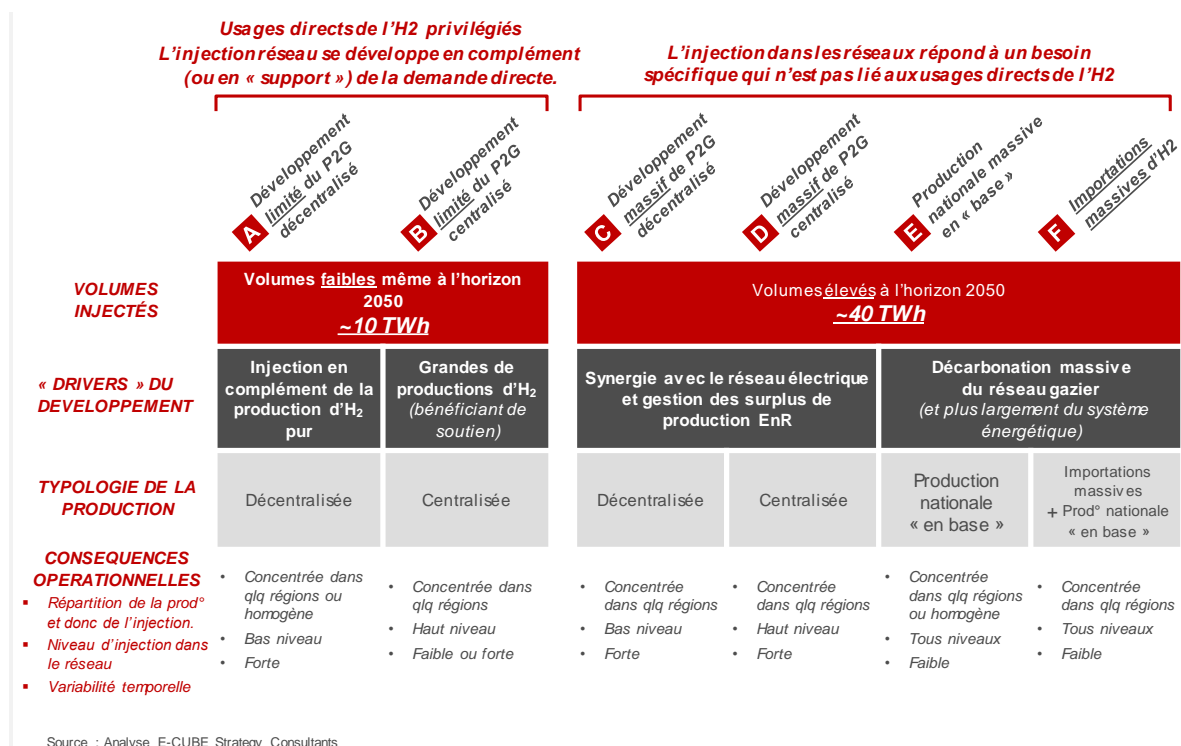
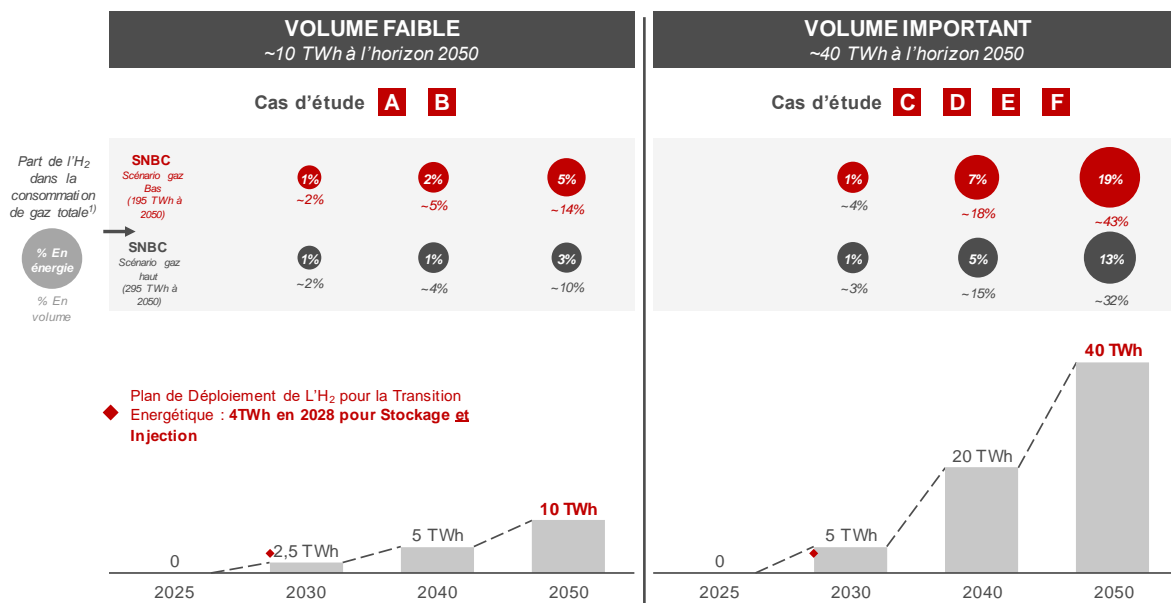


Figure 5 : Cas d'études différenciés retenus par les opérateurs pour leur modélisation des coûts

Les coûts estimés des différents cas étudiés sur la période 2025-2050 ont été rapportés à des volumes globaux de gaz consommés correspondants aux trajectoires haute et basse du scénario SNBC (respectivement 295 TWh et 195 TWh).

¹¹Les 40 TWh sont en phase avec les projections de la filière, en particulier le scénario de l'AFHYPAC qui prévoit une demande annuelle d'hydrogène de 220 TWh en 2050. Les TWh des cas d'études représentent uniquement l'hydrogène injecté dans le réseau et laisse donc volontairement de côté l'hydrogène produit au pied des usages.



1) Sur base des scénarios de la SNBC visant une consommation de gaz (hydrogène compris) de ~200 TWh (scénario bas) à ~300 TWh (scénario haut) à 2050
Source : Analyse E-CUBE Strategy Consultants, SNBC, GT opérateurs gaziers

Figure 6 : Trajectoires injections hydrogène dans les réseaux à horizon 2050, rapportés aux volumes des deux scénarios SNBC [en TWh]

B. Modélisation de l'injection de l'hydrogène dans les réseaux et des coûts d'adaptation en résultant

L'évaluation des coûts dans chacun des cas d'étude s'est appuyée sur une modélisation simplifiée du réseau. La problématique spécifique de la variabilité n'a pas été abordée en tant que telle et méritera d'être approfondie compte tenu de son impact sur les usages, la conduite et l'exploitation du réseau (techniques et équipements de détection de fuite, facturation).

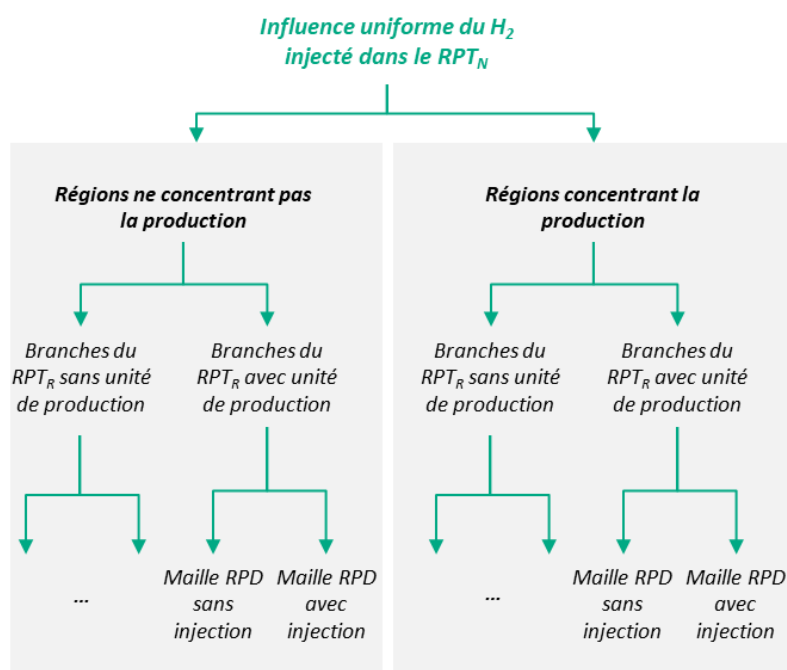


Figure 7 : Vision simplifiée de l'organisation du réseau de gaz Français

Ce modèle simplifié présente 1 réseau de transport national, 300 mailles régionales, et 3 300 mailles de distribution. Sur une maille donnée, le taux d'hydrogène est supposé égal en tout point. Le gaz « descend » dans l'ensemble du réseau et « remonte » sur certaines mailles équipées d'un système de rebours (typiquement 10% du réseau).

Pour chaque cas d'étude, l'impact sur le modèle simplifié du réseau dépend des spécificités de ce cas :

- Volume d'hydrogène injecté annuellement de manière globale,
- Volume d'hydrogène injecté par une unité de production,
- Niveau d'injection dans le réseau (national, régional, distribution).

Le modèle répartit chaque année les nouvelles unités de production permettant d'atteindre la cible d'hydrogène au niveau global et recalcule pour chaque maille du réseau le taux d'hydrogène atteint.

Pour chaque maille, le coût est la somme des coûts unitaires à investir afin d'atteindre le taux d'hydrogène local. Le coût total du scénario est la somme des coûts sur chaque maille.

II. Les volumes d'hydrogène injectables dans les infrastructures de gaz naturel varient selon les mailles en fonction de caractéristiques qui leur sont propres

Les volumes d'hydrogène injectables en mélange dans les infrastructures de gaz naturel dépendent des zones concernées et en particulier, des paramètres suivants identifiés comme étant les plus critiques :

- La nature des canalisations et des équipements réseaux : certains matériaux sont plus sensibles que d'autres à l'hydrogène,
- La présence ou non de stockages en réservoirs aquifères (dont la tolérance à l'hydrogène est inconnue à date et sera spécifique à chaque actif),
- La capacité à diluer les quantités injectées : il est plus simple d'envisager une dilution sur les canalisations transport que sur les antennes distribution,
- La typologie des clients raccordés à l'aval du point d'injection : présence ou non de clients industriels très sensibles à la qualité gaz ou encore de stations d'avitaillement GNV (réservoirs certifiés à 2% maximum d'hydrogène actuellement),
- La disponibilité de sources de CO₂ à proximité si l'on considère la voie méthanation.

Sur la base de ces constats, il est possible d'identifier à court terme des zones propices à l'injection d'hydrogène.

La typologie des projets de production d'hydrogène aura également un impact sur la variabilité des volumes injectés. Cette dernière induit une complexité sur le raccordement (dimensionnement de la capacité réseau mobilisée), l'exploitation et la facturation. À l'aval, la variabilité nécessitera vraisemblablement de protéger les clients sensibles (des solutions de membrane existent déjà) et de bien qualifier l'impact pour les clients diffus.

III. À court terme, il est envisageable d'intégrer 6% d'hydrogène dans la plupart des ouvrages, hors présence d'usages ou installations sensibles

La compilation des connaissances à date montre que **les adaptations à mettre en œuvre pour pouvoir injecter 6% d'hydrogène dans les réseaux sont limitées**. Le véritable premier seuil d'investissement a plutôt été qualifié autour de 10%. **Le seuil véritablement significatif se situe à 20%**, compte tenu notamment du besoin d'adaptation sur les usages aval au-delà de ce seuil.

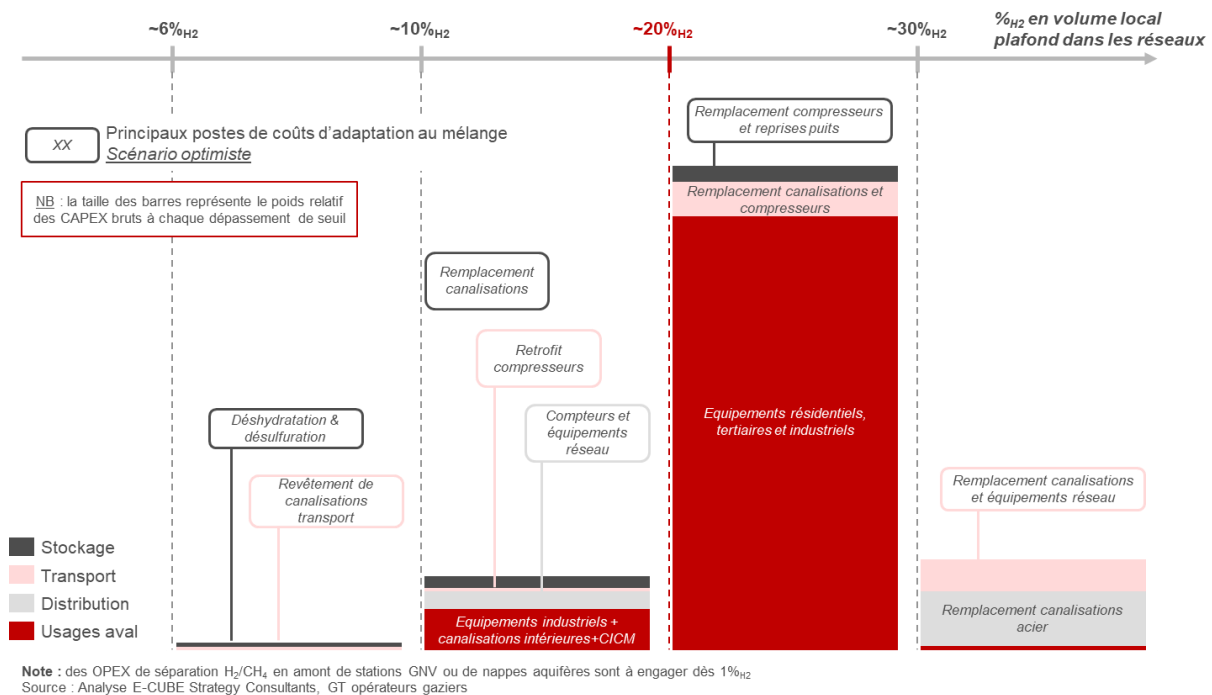


Figure 8 : Synoptique des coûts d'adaptation (CAPEX) à différents taux d'hydrogène [coûts d'adaptation rapportés à la volumétrie d'équipements concernés]

NB : la vision graphique ci-dessus est maximisante puisqu'elle représente les volumes financiers correspondant au coût d'adaptation de 100% du parc à un instant T, sans effet d'anticipation (remplacement progressif des équipements par des équipements compatibles dans le temps)

En privilégiant des zones propices, il est d'ores et déjà possible d'injecter 6% d'hydrogène dans certaines mailles du réseau à court terme. Des actions sont en cours en ce sens :

- Mise en place de chromatographes certifiés compatibles avec le mélange H₂/CH₄ (pour la facturation),
- Identification de détecteurs de fuite compatibles avec le mélange H₂/CH₄,
- Homologation des compteurs.

Au cas par cas, en fonction des zones de déploiement des projets, il s'agira également de réaliser un inventaire spécifique des équipements réseaux, en particulier sur la distribution et en aval compteur.

La poursuite des travaux de R&D devra permettre, initialement d'étendre les zones propices à l'injection d'hydrogène à 6% en mélange, puis à terme de faire évoluer le seuil limite à 10% puis 20%.

Anticiper ces différents seuils sera dans la durée un réel facteur d'optimisation des coûts d'adaptation des infrastructures et des équipements aval.

IV. Quelles que soient les configurations étudiées, les volumes d'hydrogène associés pourront être intégrés au système gazier à coûts compétitifs, en s'appuyant sur des solutions techniques complémentaires

La modélisation montre qu'il est possible d'intégrer de l'hydrogène pour des coûts d'adaptation des infrastructures de 1€/MWh à 8€/MWh à horizon 2050 (suivant les scénarios d'injection et les volumes de gaz totaux consommés en 2050). Les coûts à 2050 sont deux à trois fois plus faibles dans le cas du scénario SNBC de consommation de gaz rehaussée (295 TWh de gaz à 2050) que dans le scénario SNBC bas (taux critiques atteints plus tardivement sur les mailles et investissements rapportés à des volumes de gaz totaux plus importants).

Les trois voies d'intégration de l'hydrogène dans les réseaux de gaz - injection en mélange avec le gaz naturel, injection après méthanation, et injection d'hydrogène pur dans des portions de réseau converties - **ont leur domaine de compétitivité respectif**¹².

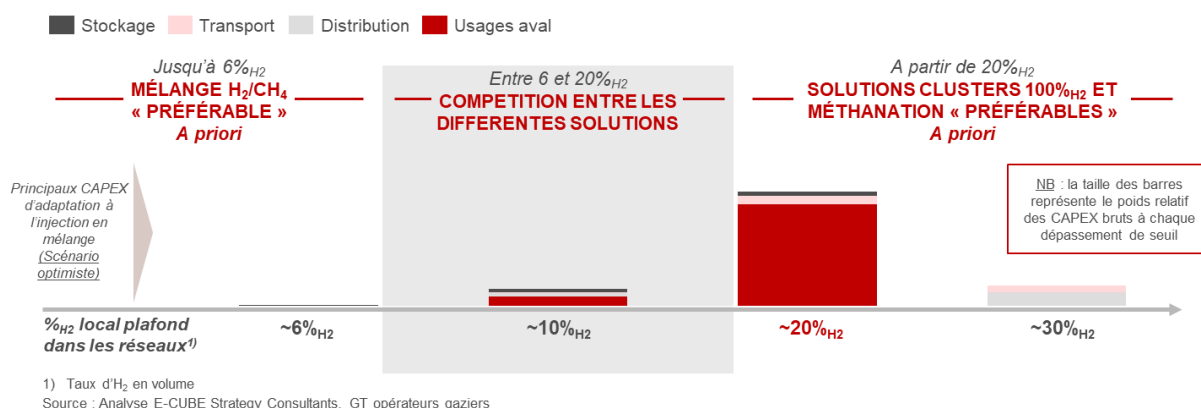


Figure 9 : Zones de compétitivité des différentes solutions d'intégration de l'H₂ dans les réseaux selon le taux d'hydrogène

La combinaison de ces solutions techniques permettrait d'offrir une solution adaptée à chaque territoire, en fonction de ses spécificités :

- Mélange sur le réseau national (injection en mélange prioritairement à ce niveau ou via importation) jusqu'à un taux restant à définir, dans des configurations privilégiées minimisant les coûts d'adaptation réseau et aval compteur,
- Des écosystèmes CH₄, notamment dans les endroits où la méthanisation se sera fortement développée facilitant ainsi la synergie avec la méthanation via le recyclage du CO₂ biogénique issu du biogaz,
- Des boucles locales 100% H₂ (pourquoi pas alimentées par un réseau de transport dédié à terme), dans lesquelles la conversion aura été incitée par la conversion d'usages industriels et le développement massif d'autres usages spécifiques comme la mobilité.

¹² Pour la méthanation, ce sont les surcoûts de la méthanation par rapport à une solution alternative (exemple production d'hydrogène par électrolyse) qui ont été pris en compte pour comparer les coûts des différentes voies d'intégration. La volumétrie d'hydrogène injectée a alors été adaptée pour prendre en compte les rendements de cette étape de conversion supplémentaire.

Pour les clusters 100% hydrogène, trois cas spécifiques ont été évalués : la conversion d'une zone industrielle, la conversion d'une ville moyenne (type Grenoble) et la conversion d'une petite ville (type Valence).

Grands axes de R&D identifiés par les opérateurs français et coordination à la maille européenne

A. Les opérateurs français ont identifié 8 axes de R&D prioritaires, dont 6 sur les infrastructures

Les travaux approfondis menés mettent en lumière les enjeux clés de R&D à anticiper dès aujourd'hui qui permettraient de lever les fortes incertitudes technico-économiques et les principales barrières identifiées.

Sur les infrastructures, les enjeux sont les suivants :

1. La **tolérance** (et les possibilités d'adaptation) **des canalisations en acier** à des taux d'hydrogène élevés et la capacité à traiter certaines canalisations acier, par exemple grâce à une technologie de revêtement interne,
2. La **tolérance et la performance des équipements du réseau** en présence de taux d'hydrogène élevés :
 - Compresseurs, unités de déshydratation/désulfuration, détendeurs, etc.
 - Équipements de comptage : compteurs, convertisseurs, chromatographes.
3. La **capacité technique à injecter de l'hydrogène dans les réservoirs aquifères** sans problématiques chimiques (projet RINGS),
4. La capacité à mettre en place des **unités de séparation H₂/CH₄ performantes** techniquement et économiquement pour « protéger » certains usages « non tolérants » à l'hydrogène (stations GNV, industriels, etc.) et éventuellement pour restituer l'hydrogène avec une pureté nécessaire à certains usages (mobilité, industrie),
5. L'amélioration des **performances technico-économiques des différentes solutions technologiques de méthanation**,
6. La **capacité à capturer et transporter à coûts raisonnables le CO₂** nécessaire à la méthanation de l'hydrogène

Sur les usages aval, les enjeux sont :

7. La **tolérance des équipements aval**, des canalisations d'usines, des réseaux intérieurs et des conduites d'immeuble et conduites montantes **à des taux d'hydrogène élevés et variables**,
8. La **capacité des fabricants à développer à un coût raisonnable de nouveaux équipements** avec une tolérance à des taux d'hydrogène élevés et variables.

À date, les opérateurs ont déjà engagé, via leurs projets respectifs explicités en annexe, des travaux pour préparer les réseaux gaziers à l'accueil de l'hydrogène. Une vision plus détaillée et coordonnée de la feuille de route R&D sera réalisée au second semestre 2019 par l'ensemble des opérateurs et pourra être partagée autant que de besoin.

Pour GRTgaz, la feuille de route R&D pour tester les conditions d'injection de l'hydrogène dans les infrastructures gazières, en particulier dans les réseaux de transport, a d'ores et déjà été définie par le centre de recherche RICE (Research and Innovation Center for Energy). Un partage et une concertation seront réalisés avec l'ensemble des opérateurs français. Les opérateurs pourront s'appuyer sur la plateforme dédiée à l'hydrogène en cours de développement par RICE (annexe H - Focus FenHYx).

Une recherche européenne unifiée sur la thématique de l'injection de l'hydrogène dans les réseaux gaziers permettra à la France de bénéficier de l'ensemble des avancées réalisées par d'autres pays engagés dans cette voie, comme l'Allemagne, les Pays-Bas, le Royaume-Uni ou encore l'Italie, mais permettra aussi à l'Europe d'unir ses forces pour devenir un acteur de l'hydrogène au même titre que d'autres continents comme l'Asie ou encore l'Océanie avec l'Australie.

B. De multiples projets européens et une coopération qui tend à se renforcer

L'intérêt croissant des acteurs industriels et des pouvoirs publics pour le rôle de l'hydrogène dans la transition énergétique ont conduit les opérateurs d'infrastructures européens à multiplier les actions de R&D et les études en lien avec l'acceptabilité de cette molécule par les réseaux gaziers.

Certains opérateurs gaziers ont d'ores et déjà lancé ou ont été associés à des études visant à évaluer les conditions d'injection d'hydrogène dans les réseaux gaziers actuels ou à identifier les actions à prévoir pour adapter les réseaux au transit d'hydrogène en mélange ou sous forme pure. Ces programmes peuvent prendre pour périmètre des réseaux nationaux ou territoriaux. En témoigne les exemples suivants :

- Ontras, transporteur de gaz allemand, étudie à travers le projet H2-PIMS¹³ les impacts de l'hydrogène en mélange sur l'intégrité des canalisations afin de déterminer les conditions permettant la conversion des équipements. Cette initiative s'inscrit dans le cadre du projet HYPOS qui vise à investiguer la compatibilité des infrastructures de transport de gaz existantes avec des mélanges CH₄/H₂, en associant une centaine de partenaires allemands (universités, centres de recherche, grands industriels, PME, etc.),
- Le distributeur de gaz naturel anglais Northern Gas Network a piloté dans le cadre du projet H21 Leeds¹⁴ Citygate une étude visant à déterminer la faisabilité technique et économique de la conversion au 100% hydrogène des infrastructures gazières existantes dans la métropole de Leeds pour décarboner des usages industriels et domestiques (660 000 habitants dans le périmètre considéré),
- Le DNV GL a réalisé en 2017 pour le compte du Ministère de l'économie des Pays-Bas une étude destinée à déterminer les conditions de conversion des équipements du transporteur de gaz néerlandais Gasunie au transport d'hydrogène pur.

Le niveau de maturité sur ces problématiques est aujourd'hui suffisamment avancé pour la réalisation d'essais en conditions réelles. En mars 2019, 25 projets européens de démonstrateurs ont ainsi été recensés, pilotes pré-industriels et de déploiement industriel, en opération ou annoncés, impliquant une injection d'hydrogène dans les réseaux gaziers. Parmi les projets notables, peuvent être cités :

- L'injection d'hydrogène dans un réseau de transport desservant un fabricant de pâtes et un fabricant de bouteilles d'eau minérale par l'opérateur italien SNAM. La teneur en hydrogène visée dans le cadre de ce projet devrait atteindre jusqu'à 5% en volume,
- HyDeploy, associant au Royaume-Uni les distributeurs Cadent et Northern Gas Networks, pour tester sur le campus de l'université de Keele le fonctionnement d'appareils de cuisson et de chauffage avec des gaz contenant jusqu'à 20% d'hydrogène en volume sur réseau existant (début des essais prévus pour l'été 2019),
- Hystock¹⁵, piloté par Gasunie et Energystock et inauguré aux Pays-Bas en juin 2019, est une installation de power-to-gas d'une capacité d'1MW et dont l'hydrogène produit sera stocké dans la cavité saline de Zuidwending et pourra alimenter des clients industriels ou être injecté en mélange dans le réseau de gaz,
- Pour la France, les projets GRHYD, Jupiter 1000, Méthycentre, Hycaunais, Hygreen et FenHYx présentés en annexe.

Les gestionnaires d'infrastructures européens participent activement aux travaux de CEN - CENELEC Sector Forum Energy Management (SFEM)/Working Group Hydrogen. L'objectif de cette plateforme est la réalisation d'un état de l'art des technologies et des activités normatives en lien avec la filière hydrogène et le renforcement de la coopération entre les acteurs industriels, publics et les instances de normalisation. Un rapport publié en 2016 dans le cadre des activités du SFEM a permis d'identifier les priorités de R&D sur différentes briques de la filière hydrogène, dont les infrastructures de réseau. Une révision de ce rapport est en cours et sera rendue publique en 2019.

Les opérateurs gaziers européens collaborent par ailleurs en vue du développement de la filière d'injection d'hydrogène au travers de groupes techniques européens. Nombre d'entre eux sont ainsi membres de groupes de normalisation menant des travaux en lien avec ses enjeux (exemple : CEN/TC 234 – Gas infrastructure). Les

¹³ <https://www.dbi-gruppe.de/h2-pims.html>

¹⁴ <https://www.northerngasnetworks.co.uk/event/h21-launches-national/>

¹⁵ <https://www.energystock.com/about-energystock/the-hydrogen-project-hystock>

opérateurs participent de même aux travaux de Marcogaz visant à assurer un support technique auprès de la Commission Européenne sur les infrastructures gazières. Enfin, le projet Hyready associant des transporteurs et distributeurs de gaz européens s'est fixé pour objectif de développer des bonnes pratiques communes entre ses membres pour la préparation de leurs réseaux à des injections d'hydrogène.

La coopération entre les opérateurs gaziers européens tend également à se renforcer à travers une mutualisation des actions et des budgets de R&D. Plusieurs partenariats de R&D significatifs sont en effet en cours de discussion et pourraient être annoncés dans le courant de l'année à venir.

La mise à disposition de financements européens pour des actions de R&D communes joue un rôle dans ces rapprochements. Par exemple, le Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCHJU)¹⁶ propose à travers son appel à projets 2019 un financement de deux millions d'euros pour un sujet intitulé « Systematic validation of the ability to inject hydrogen at various admixture level into high-pressure gas networks in operational conditions » (validation systémique dans des conditions opérationnelles de la capacité d'injection de différents mélanges dans le réseau de gaz à haute pression).

Une reconnaissance accrue par les institutions européennes du rôle de l'hydrogène dans la transition énergétique et le développement de l'industrie est susceptible de renforcer davantage le soutien européen à des actions R&D. En janvier 2019, le High Level Industrial Roundtable, dont l'objectif est de conseiller la DG GROW de la Commission Européenne sur la politique industrielle de l'Union Européenne, a ainsi recommandé de coordonner les actions et d'investir en faveur du renforcement de six chaînes de valeur stratégiques, dont celle des systèmes et des technologies hydrogène.

¹⁶ Le FCH JU est un partenariat public-privé associant les institutions européennes et tourné vers l'accélération de la commercialisation des piles à combustibles et des technologies hydrogène.

Conditions techniques liées à l'injection d'hydrogène dans les réseaux

La généralisation de l'intégration d'hydrogène dans les réseaux implique de poursuivre les efforts de R&D sur des thématiques identifiées comme prioritaires. Les différents travaux engagés par les opérateurs français et européens permettront d'affiner ces connaissances techniques à l'avenir.

Les opérateurs ont mis en commun dans ce rapport l'ensemble des problématiques liées à l'injection d'hydrogène dans les infrastructures de gaz naturel. Les aspects liés aux usages sortent du giron des opérateurs gaziers et devront donc être pris en charge par les acteurs *ad hoc* auxquels les opérateurs apporteront leur soutien autant que possible.

A. Intégrité des canalisations

Canalisations Acier

L'hydrogène pénètre et se diffuse plus facilement dans la maille cristalline des aciers généralement utilisés pour les gazoducs (aciers au carbone faiblement alliés). Ce phénomène peut induire une fragilisation de l'acier (baisse de la ductilité) et augmenter la vitesse de propagation des défauts : on parle ainsi de fragilisation par l'hydrogène.

Les différentes canalisations en acier des réseaux n'ont pas toutes la même sensibilité à la fragilisation par l'hydrogène. Celle-ci dépend :

- Du diamètre : les réseaux régionaux de plus faibles diamètres en acier à faible limite d'élasticité sont en première approche moins sensibles à la fragilisation par l'hydrogène que certaines grandes dorsales de transport, qui peuvent être constituées d'aciers technologiquement évolués,
- De l'année et de la méthode de fabrication du tube,
- De la pureté des aciers avec la présence de composés de type soufre/phosphore,
- Des caractéristiques obtenues sur les modes opératoires de soudage,
- De la composition du gaz (dans les stockages, le gaz peut contenir par endroit du sulfure d'hydrogène ou de l'eau),
- Des conditions d'exploitation (pression, amplitude de contrainte et fréquence de variation de pression), en particulier pour les installations de stockage à très haute pression.

Il apparaît donc nécessaire en premier lieu de valider précisément les liens entre caractéristiques mécaniques des aciers, conditions d'exploitations et conditions d'inspection. Compte tenu des annonces d'autres pays européens (les Pays-Bas et l'Allemagne), il est probable qu'une part importante du réseau puisse en réalité tolérer certains taux d'hydrogène, à condition de respecter des conditions d'exploitation adéquates. GRTgaz, Teréga et Storengy ont démarré des recherches pour réaliser une série d'essais sur les matériaux représentatifs du réseau :

- Une étude de la propagation des défauts plans sous chargement statique à différentes teneurs en hydrogène,
- Une étude de la résistance à la fatigue en atmosphère sous pression d'hydrogène (choix de trois aciers représentatifs du réseau, avec différents pourcentage 2%, 10%¹⁷ et 25%),
- Une étude sur les soudures en acier au contact de différents mélanges CH₄/H₂.
- Une étude de l'impact de l'eau et du sulfure d'hydrogène en présence d'hydrogène.

¹⁷ Pourcentage à confirmer en fonction des résultats obtenus respectivement pour les mélanges à 2% et à 25% d'hydrogène

Les résultats escomptés vont s'étaler sur une échelle de temps allant de fin 2018 à fin 2021 afin de conduire les essais, y compris en milieu représentatif sur le site de Jupiter 1000¹⁸ (immersion d'éprouvettes dans la veine gazeuse contenant de l'hydrogène).

D'autres travaux réalisés à l'échelle européenne existent également :

- Une étude du transporteur allemand Ontras via le projet H2-PIMS du programme HYPOS auquel est associée l'entité GRTgaz Deutschland,
- La conversion d'une canalisation existante de gaz naturel en hydrogène par le transporteur néerlandais Gasunie.

Des solutions sont à explorer pour réduire les effets de l'hydrogène sur l'acier des canalisations :

- L'ajout de molécules d'O₂, de CO ou de CO₂ comme inhibiteur des effets de l'hydrogène. Cette solution permet de protéger l'intégralité du réseau si les molécules sont injectées à des endroits clés du réseau. Des incertitudes demeurent aujourd'hui sur l'efficacité de ces mesures et sur l'impact potentiel sur les clients finaux et les stockages. Des investigations sont en cours sur ce sujet.
- La pose d'un revêtement protecteur à l'intérieur des canalisations faisant barrage à l'absorption de l'hydrogène dans l'acier. Idem, des investigations sont en cours sur l'élaboration du produit et sur les moyens d'application, en partenariat avec l'entreprise Catalyse et avec l'institut des Mines de Paris.
- D'autres voies sont également à l'étude chez les opérateurs tels que le tubage et le chemisage.

L'injection d'hydrogène nécessitera probablement d'adapter les méthodes et les outils d'inspection des canalisations.

Autres canalisations (Polyéthylène, Fonte, Cuivre, ...)

Les canalisations en polyéthylène, majoritairement représentées sur le réseau de distribution (~150 000 km) ne sont en première approche pas impactées par la présence d'hydrogène. Cette assertion fait consensus auprès des différents acteurs européens travaillant sur l'hydrogène et le retour d'expérience de l'expérimentation terrain GRHYD¹⁹ doit permettre de le confirmer d'ici 2020.

Il existe cependant un risque lié à la perméabilité du polyéthylène mais qui ne pose pas de problème particulier aux taux d'hydrogène envisagés en mélange.

Pour les autres matériaux présents sur le réseau, par exemple la fonte ductile qui représente 4 500 km de canalisations, des études supplémentaires doivent être menées pour analyser leur réaction à l'hydrogène. Le remplacement progressif de ces canalisations par du polyéthylène pourrait également être envisagé, en ciblant prioritairement les zones d'injection identifiées. Il est à noter que ces canalisations se situent essentiellement en centre-ville (par exemple à Paris) avec des problématiques spécifiques de changements d'ouvrages.

B. Sous-sol (réservoirs aquifères et cavités salines)

En France, les stockages souterrains sont de deux types : réservoirs aquifères ou cavités salines.

Pour les cavités salines, le stockage d'hydrogène semble adapté puisqu'il existe déjà des stockages d'hydrogène pur en cavités salines en Grande-Bretagne et aux États-Unis, ainsi qu'un stockage récent d'hélium en Allemagne, ce qui démontre l'étanchéité du sel, y compris pour des molécules de très petite taille.

Concernant le stockage en roche poreuse, que ce soit en réservoir aquifère ou dans un ancien gisement déplété, les phénomènes de dissolution et de transport de l'hydrogène dans l'eau, et son confinement dans le stockage sont connus et du même ordre de grandeur que pour le gaz naturel. Ils ne devraient nécessiter que peu de recherche complémentaire sur les stockages français. Même si la bibliographie et les études actuelles sont rassurantes sur la question de la tenue capillaire de la couverture en présence d'hydrogène, un travail de thèse avec le BRGM et l'université de Pau va être lancé et devrait apporter des éléments complémentaires.

¹⁸ Voir Annexe D

¹⁹ Voir Annexe C

Le principal gap technique est la caractérisation des potentielles réactions chimiques en solution. Celles-ci pourraient mener à la consommation par des microorganismes de l'hydrogène dissous, à la production de sulfure d'hydrogène, et au développement de biofilms à proximité des puits (risques de corrosion).

Les stockages étant directement raccordés au réseau national, il pourrait être envisagé dans un premier temps de limiter l'injection d'hydrogène aux réseaux de transport et de distribution n'impactant pas les stockages souterrains, dans l'attente des résultats des études menées par les stockeurs sur la tolérance de leurs réservoirs aquifères. C'est de cette manière qu'il a été procédé pour le biométhane, dont l'injection n'a été autorisée dans les stockages et donc sur le réseau principal de transport qu'en juin 2017.

À l'issue des études actuellement menées conjointement par Storengy et Teréga (notamment via le projet RINGS détaillé par la suite), il sera possible de définir un taux d'hydrogène acceptable pour chaque réservoir aquifère. Dans le cas où certains aquifères seraient incompatibles avec l'hydrogène, deux solutions pourront être envisagées :

- La mise en place d'équipements de filtrage de hydrogène à l'entrée des stockages,
- La mise en place de circuits d'acheminement exempts d'hydrogène sur le réseau de transport vers ces stockages.

Le projet RINGS²⁰

L'objectif de ce projet est de concevoir et construire un réacteur expérimental afin d'identifier et caractériser les réactions impliquant l'hydrogène dans différents réservoirs aquifères de stockage souterrains. Ce réacteur va permettre de reconstituer les conditions réservoirs à partir d'échantillons de gaz, de roche et d'eau, et de tester différentes proportions d'hydrogène en mélange avec le gaz naturel. Ce projet a débuté début 2018 et va se poursuivre jusqu'en 2021. Des premiers résultats préliminaires devraient être disponibles courant 2020.

Le projet STOPIL H2

L'objectif de ce projet est de faire la démonstration du concept de stockage d'hydrogène pur en cavité saline sur le plan technique, économique et environnemental sur la base d'une cavité de petite taille (8000m³ correspondant à 44 tonnes d'hydrogène) située sur le stockage souterrain d'Etrez.

La première phase du projet, qui constitue une étude de faisabilité de deux ans subventionnée par Geodénergie, a démarré en 2019 et rassemble divers partenaires (Storengy, Air Liquide, Geostock, Brouard Consulting, Armines, l'INERIS et le BRGM). Storengy est notamment en charge de définir les tests à mener pour vérifier l'étanchéité et préparer le cyclage de la cavité. À l'issue de l'étude de faisabilité, une seconde phase consistera à expérimenter et monitorer le cyclage en hydrogène de la partie supérieure de la cavité.

C. Qualité gaz et comptage

En l'état actuel du parc de comptage, l'injection d'hydrogène dans les réseaux pose le problème du comptage en volume de la molécule et de la conversion en énergie (PCS) :

- Évaluation des variations de comptage du mélange par rapport au gaz naturel 100% et respect des plages métrologiques,
- Mise en place d'analyseurs et de convertisseurs certifiés pour la mesure du PCS en présence d'hydrogène,
- Mise en place de solutions de facturation *ad hoc* pour les zones avec injection d'hydrogène.

²⁰ RINGS = Research on the Injection of New Gases in Storages est un projet mené conjointement par Storengy, Teréga et l'UPPA (Université de Pau et des Pays de l'Adour).

Compteurs

S'agissant des compteurs, les incertitudes de mesure sont à vérifier sur les compteurs à turbine du fait de la faible densité du mélange CH₄/H₂. En revanche, les autres technologies, et notamment ultrasons, acceptent une teneur jusqu'à 15% en hydrogène avec peu ou pas de phénomènes de dispersion.

Les tests menés dans le cadre de GRHYD (compteurs G4 : clients particuliers et G65 : petit tertiaire) montrent que la présence d'hydrogène (jusqu'à 20% vol.) dans le gaz entraînerait un écart de comptage compris entre -1% et +2,5%. Il faut cependant noter que ces tests n'ont pas été réalisés sur un banc métrologique et que le CEN CENELEC²¹ a validé l'usage des compteurs à turbine pour un mélange allant jusqu'à 10% d'hydrogène.

Des tests complémentaires sur banc métrologique et sur un parc plus large de compteurs restent nécessaires pour statuer sur un déploiement plus large de l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel. GRDF et GRTgaz cofinancent ainsi un programme de recherche sur le comptage : ce projet SRTn°03 d'Euramet²², intitulé NewGasMet, qui a été lancé début juin 2019 pour une durée de trois ans, vise à mieux appréhender l'impact possible des nouveaux gaz, et notamment de l'hydrogène, sur la précision et la durée de vie des compteurs. Les travaux menés dans ce projet doivent permettre de s'assurer que les compteurs de gaz utilisés avec différents types de gaz renouvelables, et notamment avec des gaz contenant de l'hydrogène, restent conformes aux exigences de la Directive Européenne sur les Instruments de Mesure (MID, 2014/32/EU).

Les fabricants de compteurs devront agir pour adapter les conceptions et les capteurs de mesure.

Analyseurs PCS

La détermination du PCS du gaz en présence d'hydrogène doit être faite par des analyseurs certifiés.

Comme d'autres transporteurs européens, GRTgaz s'est engagé dans un programme de remplacement des équipements de mesure de la teneur en hydrogène dans des mélanges CH₄/H₂. Teréga envisage également de remplacer les équipements présents sur son réseau.

GRDF envisage d'évaluer de nouveaux analyseurs à même de mesurer le PCS d'un gaz contenant de l'hydrogène pour préparer l'injection décentralisée d'hydrogène sur les réseaux.

Facturation

L'injection d'hydrogène induit des variations de pouvoir calorifique qui rendent nécessaire la mise au point de nouvelles méthodes de détermination du contenu énergétique du gaz en tous points du réseau. Dans ce cadre, les opérateurs, via l'Association Française du Gaz (AFG), contribuent activement aux travaux de la Task Force « Conversion des m³ en kWh » de Marcogaz, qui statuera dans les prochains mois sur un panel de solutions envisageables.

Ce point sera lié à l'adaptation du système d'information et à la communication plus dynamique des informations sur la qualité gaz.

D. Équipements du réseau

Des équipements du réseau²³ peuvent être affectés par la présence d'hydrogène : risques de fuites, risques liés à l'intégrité (problématique similaire à celle des canalisations), dysfonctionnements. Pour définir le taux d'hydrogène acceptable dans chaque maille du réseau, il convient donc de déterminer l'équipement le plus sensible de la maille.

²¹ Voir CEN/TC 237 – N764

²² https://msu.euramet.org/current_calls/pre_norm_2018/SRTs/SRT-n03.pdf

²³ Le terme équipement est ici compris au sens large, il englobe tous les équipements pouvant se retrouver sur le réseau : Vannes, robinets, détendeurs, brides, analyseurs, compteurs, chromatographes, unité de désulfuration, unité de déshydratation, compresseurs, détecteurs de fuite, etc.

Dans les zones d'injection, il sera nécessaire de qualifier les équipements pour connaître précisément leurs taux limite d'hydrogène et les raisons de ces limites²⁴. Il pourra alors être recherché différentes solutions permettant de limiter, voire de supprimer les risques liés à l'hydrogène.

En parallèle, les équipementiers doivent développer dans les cas où cela s'avère nécessaire, des nouveaux équipements compatibles avec des mélanges et avec le 100% hydrogène. Les travaux de normalisation²⁵ qui commencent à identifier les équipements impactés doivent permettre d'orienter les développements en R&D. Les opérateurs sensibiliseront les fournisseurs d'équipements, peu mobilisés actuellement.

Les compresseurs et les turbines peuvent être réglés (paramétrage), adaptés ou remplacés pour fonctionner à une teneur d'hydrogène donnée. Cependant, la variation de la teneur en hydrogène dans le temps obligera à modifier le réglage des turbines, compresseurs, et tout appareil de combustion avec de nouveaux systèmes de régulation ou à mettre en place en amont des membranes « filtrant » l'hydrogène dans les teneurs maîtrisées.

E. Plan de surveillance et de maintenance – facteurs humains et organisationnels

La conception, la construction, l'adaptation, et l'exploitation des réseaux nécessiteront des actions de formation et de professionnalisation des collaborateurs les opérant : en ce sens, des actions dédiées de formation seront à conduire au fur et à mesure du développement de l'hydrogène. En effet, celui-ci possède des spécificités et des caractéristiques intrinsèques particulières, nécessitant de bien les appréhender, afin de garantir la sécurité des installations et des personnes.

D'ores et déjà, des actions de professionnalisation ont été mises en œuvre en prévision du lancement du démonstrateur Jupiter 1000. Des contacts ont été pris par GRTgaz et Teréga avec la plateforme de test des nouveaux gaz à l'ENSOSP²⁶ afin d'envisager des cursus de formation sur mesure. Des procédures spécifiques ont également été déployées par GRDF auprès de ses agents et des parties prenantes locales (ex. pompiers) dans le cadre du projet GRHYD.

F. Capacité du réseau

L'hydrogène a une énergie volumique trois fois inférieure au méthane²⁷. Le volume d'hydrogène transporté doit ainsi être environ trois fois plus important que pour le gaz naturel pour répondre à une même demande en énergie. La pression des canalisations étant limitée par conception, le paramètre variable sera dès lors la vitesse du flux, trois fois supérieure avec de l'hydrogène qu'avec du gaz naturel. Ainsi, pour un réseau à 100% d'hydrogène, l'énergie de compression sera environ trois fois plus importante pour le transport à perte de charge équivalente.

À court terme et s'agissant de mélanges CH₄/H₂ avec une teneur en hydrogène n'excédant pas 6 à 10%, l'impact sera limité et acceptable au sein du système gaz actuel.

À long terme, la perte de capacité du réseau ne devrait pas être un enjeu majeur dans la mesure où elle serait compensée par la baisse structurelle des consommations due notamment au développement de l'efficacité énergétique chez les consommateurs de gaz.

G. Études de dangers et distances d'effets

De premières études menées dans le cadre du projet Naturalhy ont démontré l'absence d'impact de l'hydrogène sur les distances d'effets pour les linéaires de canalisation, avec des mélanges atteignant jusqu'à 25%. En dessous de ce seuil, il n'y a donc pas de variation des servitudes d'utilité publique à prévoir.

²⁴ Il peut également exister un impact lié à la variabilité, voir détails dans la partie usages

²⁵ Rapport du SFEM CEN/CENELEC (organisme qui donne les orientations des travaux de normalisation à conduire) qui identifie les gaps techniques pour le transport d'un mélange CH₄/H₂, voir [3]

²⁶ École nationale supérieure des officiers de sapeurs-pompiers

²⁷ De l'ordre de 3,6 kWh/Nm³ ou 12,8 MJ/Nm³ pour l'hydrogène, contre 11,8 kWh/Nm³ ou 42,3 MJ/Nm³ pour le gaz naturel

Il sera cependant nécessaire de recalculer au cas par cas le besoin de mise en place de mesures de sécurités complémentaires en évaluant conjointement la volatilité plus grande de l'hydrogène et son caractère plus inflammable.

H. Système d'information et de conduite du réseau

La progression des filières de gaz renouvelables (hydrogène, biométhane, gaz de pyrogazéification, ...) entrainera une décentralisation des points d'injection dans le système gazier. Au fur et à mesure de l'accroissement des volumes injectés, les gestionnaires de réseau doivent coordonner ces injections en gardant la maîtrise du pilotage de la qualité gaz en tout point du réseau et en maîtrisant l'équilibrage entre production et consommation locale.

Dans les zones de forte production et de faible consommation et/ou dans des zones à moindre acceptabilité d'hydrogène, le pilotage supposera le recours :

- A la méthanation pour gérer le taux d'hydrogène,
- Au rebours du réseau de distribution vers le réseau de transport régional, voire vers le réseau national,
- À la séparation hydrogène / gaz naturel pour protéger les consommateurs les plus sensibles.

Pour faire face à ces enjeux, le réseau de gaz s'appuie et s'appuiera de manière croissante sur de nouvelles technologies et une gestion accrue de la donnée. GRTgaz, Teréga et GRDF développent des solutions Smart Gas Grid en ce sens. Le programme de GRTgaz porte sur quatre grands axes :

1. La maximisation de l'insertion des énergies renouvelables au meilleur coût pour le marché,
2. L'augmentation de l'efficacité des réseaux gaz²⁸,
3. Le couplage des réseaux entre eux (notamment réseaux électrique et gaz)²⁹,
4. L'amélioration de la communication des réseaux (en particulier à l'interface entre transport et distribution).

GRDF ajoute à son programme un axe dédié à la maîtrise de l'énergie avec notamment le déploiement du compteur communicant Gazpar.

L'ensemble de ces solutions à l'étude viendront contribuer à l'intégration optimisée d'hydrogène dans les réseaux.

I. Méthanation & capture / transport de CO₂

La production d'un méthane de synthèse à partir d'hydrogène et de CO₂ par un processus de méthanation est une alternative envisageable à l'adaptation progressive du réseau au transport de mélanges de gaz CH₄/H₂.

Cette voie présente les atouts suivants :

- Elle permet d'utiliser en l'état l'infrastructure existante et les équipements avuls,
- Elle permet d'accroître la performance carbone des gaz renouvelables (captation et réutilisation du carbone - CCU) et ce dans une logique de synergie avec la méthanisation (captation et recyclage du CO₂ biogénique de la méthanisation),
- Elle permet d'apporter une réponse cohérente avec le développement court terme de la filière hydrogène renouvelable dans les territoires : projets de taille moyenne³⁰ destinés prioritairement aux usages mobilité et industrie, l'injection apparaissant comme un terme d'optimisation du modèle économique.

Il existe actuellement deux technologies de méthanation au stade de la démonstration :

- La méthanation catalytique sur laquelle se positionnent des acteurs français comme Atmosat,

²⁸ Projets Tenore et Optimus

²⁹ Projet Jupiter 1000

³⁰ Les projets actuels dépassent rarement les quelques MWe

- La méthanation biologique, qui s'appuie sur des micro-organismes, et sur laquelle se positionnent également des acteurs français comme Enosis, ou européens comme Electrochaea.

Pour permettre de travailler sur les coûts, l'optimisation des paramètres techniques, la qualité du gaz et évaluer en conditions réelles les bénéfices cités ci-dessus, des démonstrateurs doivent être soutenus sur le territoire français.

Expérimentations en cours

Plusieurs expérimentations sont en cours pour accélérer la maturité technologique de différentes technologies de méthanation :

- Dans le cadre du démonstrateur Jupiter 1000, une unité de méthanation catalytique d'une capacité de 25m³/h sera testée. L'équipement installé est développé par l'entreprise ATMOSTAT à partir de technologies conçues par le CEA, qui sera également responsable de l'étude technico-économique et environnementale du démonstrateur.
- GRTgaz et Teréga s'intéressent également à la combinaison des procédés de pyrogazéification et de méthanation. Ainsi, le partenariat signé avec ETIA, spécialiste des procédés de traitement thermique, vise à construire un pilote de production de méthane de synthèse par pyrogazéification.
- GRDF soutient la structuration de projets démonstrateurs : participation aux études de faisabilité technico-économique suivant différentes configurations de production de méthane de synthèse (à partir d'hydrogène et CO₂ fatals d'industriels, sur des formats de couplage entre énergies renouvelables électriques et méthanisation)
- GRDF réalise également un partage d'expérience avec ses partenaires Energir (Québec) et Socalgas (Californie).
- Via ses projets Méthycentre et Hyaunais, Storengy expérimente des couplages innovants de méthanisation et méthanation pour produire un méthane de synthèse renouvelable aux spécifications du gaz réseau (pour injection dans le réseau de distribution de GRDF). A ce titre de nouveaux aménagements réglementaires pourraient être nécessaires. Enfin il est à noter que Storengy va tester chacune des deux technologies de méthanation : catalytique avec Atmostat pour le projet Méthycentre, biologique avec Electrochaea pour le projet Hyaunais.
- Les opérateurs collaborent par ailleurs avec les autres acteurs de la filière power-to-gas au sein du Club Power To Gas de l'ATEE³¹ : réalisation d'un modèle d'optimisation des installations power-to-gas intégrant la brique méthanation ; évaluation des mécanismes de soutien nécessaires et des modalités les plus adaptées.

Il convient également d'identifier de manière précise les sources futures de CO₂ pertinentes pour une utilisation dans des unités de méthanation. À cet égard, la combinaison entre les procédés de méthanation et de méthanisation ouvre des perspectives intéressantes. La méthanation du biogaz permet en effet d'augmenter le débit de biométhane d'environ 40%, pour un coût similaire au coût actuel car le coût d'une unité de méthanation est équivalent au coût d'une unité de purification.

J. Réseaux 100% hydrogène

Enjeux

À court/moyen terme, la conversion ou la construction de canalisations 100 % hydrogène pourraient être opportunes pour acheminer de l'hydrogène décarboné vers des consommateurs d'hydrogène industriel ou des zones d'activités. Cette conversion pourrait être tirée par la volonté des territoires de limiter les émissions locales de gaz à effet de serre et par la volonté des pouvoirs publics de convertir un certain nombre d'usages mobilité ou industriels à l'hydrogène.

³¹ Association Technique Energie et Environnement

Actions en cours et à venir

GRTgaz est en train de se doter d'une méthodologie de conversion des réseaux de gaz naturel pour le transport d'hydrogène. GRTgaz développe également un référentiel technique de conception, de construction et d'exploitation de canalisations de transport d'hydrogène.

Les programmes d'essais de FenHYx³² permettront de parfaitement identifier les adaptations techniques et opérationnelles pour la définition de la méthodologie de conversion.

GRDF évalue par ailleurs l'impact d'une conversion au 100% hydrogène des réseaux de distribution au travers :

- D'une veille sur des projets de ce type en cours de structuration en Europe (Leeds au Royaume-Uni, projets potentiels en Allemagne et aux Pays-Bas),
- D'une première évaluation des impacts de cette conversion.

Il est à noter que cette conversion ne paraît pas pertinente dans le diffus, dans des zones où le biométhane ou d'autres types de gaz verts se seraient déjà développés dans l'intervalle. À moyen terme, elle est plutôt étudiée pour des boucles locales desservant des usages industriels.

K. Usages

Les tests effectués dans des projets européens (Naturalhy, Ameland) et les essais menés dans GRHYD, montrent que les équipements des clients résidentiels peuvent fonctionner avec un taux d'hydrogène de 20% (voire 30%) avec un maintien des performances de rendement et une diminution des émissions d'oxydes d'azote et de monoxyde de carbone. Toutefois, les expérimentations ne permettent pas d'assurer à ce stade la compatibilité de ces équipements sur une longue durée (plusieurs années, voire une dizaine d'année) et avec des taux d'hydrogène variables. Il en va de même pour les chaudières du tertiaire.

Des travaux ont été initiés au niveau européen, dans le cadre du FCH-JU, pour travailler spécifiquement sur cette problématique. Ils devraient démarrer au second semestre 2019.

Certains usages industriels peuvent être impactés par la présence d'hydrogène à des taux faibles (dès 1% d'hydrogène estimé à ce jour pour les procédés industriels les plus critiques). Ces usages spécifiques ne sont cependant pas présents sur toutes les mailles du réseau ce qui nécessite pour chaque projet d'injection de réaliser un inventaire précis des usages touchés pour déterminer un taux maximum d'hydrogène injectable.

Pour les équipements industriels, le chiffrage des coûts d'adaptation ou de remplacement dépend fortement des filières concernées et de la taille des équipements.

Il est ainsi prioritaire au niveau R&D de qualifier l'ensemble de ces usages pour connaître précisément leurs taux limites d'hydrogène et les raisons de ces limites. Il pourra alors être recherché différentes solutions permettant de limiter, voire de supprimer les risques liés à l'hydrogène. En parallèle, les équipementiers devront proposer des équipements susceptibles de supporter de l'hydrogène en mélange, voire du 100% hydrogène.

Il est à noter que des incertitudes restent à lever sur les réseaux des clients en aval compteur, pour lesquels les opérateurs ne possèdent pas d'information suffisante (canalisations intérieures et colonnes montantes).

Les réservoirs d'une partie des véhicules gaz naturel circulant en France ne sont pas certifiés au-delà de 2% d'hydrogène³³. Sur les réservoirs aciers, il existe un risque de fragilisation qui mérite d'être davantage évalué.

Sur les usages aval, une anticipation de l'acceptabilité à l'hydrogène est cruciale afin de privilégier une adaptation progressive du parc et d'éviter les opérations de type « changement de gaz ».

Remarque sur la variabilité du taux d'hydrogène

Il existe des incertitudes sur la tolérance des équipements de l'aval à des taux variables d'hydrogène. Peu de travaux ont également estimé les adaptations à réaliser sur les équipements ni les coûts correspondants pour les rendre compatible à niveau de performance équivalent à cette variabilité.

³² Voir Annexe H

³³ Aujourd'hui, les réservoirs GNV en acier concernés par l'arrêt du 8 décembre 2017, relatif aux caractéristiques du gaz naturel comprimé GNC et du gaz naturel liquéfié GNL destinés à la carburant, admettent au maximum 2% d'hydrogène

Ce sujet est peu abordé dans la littérature et il est donc difficile d'en préempter l'impact pour l'ensemble des usages. Il convient donc pour la R&D de qualifier plus précisément l'impact réel de la variabilité sur les usages et de développer lorsque c'est possible des outils ou des moyens de gestion de cette variabilité.

Remarque sur la séparation

Il pourrait être nécessaire de recourir dans certains cas spécifiques à des solutions de séparation pour protéger l'utilisateur sensible en lui fournissant un gaz ne dépassant pas quelques pourcents d'hydrogène.

Des solutions existent déjà aujourd'hui mais doivent gagner en maturité pour présenter des coûts raisonnables.

La séparation pourrait également être utilisée à terme pour récupérer de l'hydrogène pur afin d'approvisionner des usages dédiés. Cette voie est à un niveau peu élevé de maturité, des recherches sont en cours notamment chez les industriels spécialisés dans les membranes à polymères.

Annexes

A. Leviers prioritaires : calendriers et contributeurs

Levier	Contributeurs	Date de lancement
1. Identifier les zones propices dans lesquelles le taux de 6% en mélange est applicable et adapter les spécifications gaz lorsque les conditions seront réunies pour injecter 10% puis 20%	Opérateurs + DGEC/DGPR	En cours (6%) Horizon 2030 (10%)
2. Missionner les opérateurs pour une action coordonnée et partagée de l'effort de R&D sur l'ensemble des voies techniques d'injection et assurer la prise en charge des coûts correspondants dans leurs modèles économiques régulés dans le cadre des processus existants	DGEC + Opérateurs + CRE	2 nd semestre 2019
3. Définir comme cible pour l'ensemble de la filière une spécification à 10% d'hydrogène en mélange à horizon 2030 afin de mobiliser les équipementiers, les utilisateurs aval et orienter au cas par cas les investissements des opérateurs	DGEC + Opérateurs + Associations professionnelles (AFG, associations d'équipementiers type Uniclimate, etc.) + DGE	2 nd semestre 2019
4. Animer un « groupe de travail injection hydrogène » regroupant les acteurs de la chaîne gazière et les services de l'État, en lien avec les producteurs d'hydrogène, pour faciliter la mise en œuvre des premiers projets d'injection	GRTgaz + Autres opérateurs + DGEC / DGPR + CRE +...	En cours (initié en avril 2019)
5. Défendre de manière unifiée la position française dans les travaux de normalisation européens sur les infrastructures et les équipements aval	Opérateurs + Associations professionnelles (AFG, Marcogaz, etc.)	En cours
6. Réaliser une évaluation des externalités de l'injection d'hydrogène dans les réseaux et de la méthanation, intégrant une analyse du cycle de vie de ces filières	ADEME + Club P2G ATEE + Opérateurs	1 ^{er} semestre 2020
7. Intégrer aux exercices prospectifs sur le mix énergétique le rôle des infrastructures gaz dans le développement de l'hydrogène et mettre en place un programme de travail spécifique sur le couplage des réseaux gaz et électricité	Opérateurs gaz et électricité + ADEME + DGEC + Collectivités + CEA	2 nd semestre 2019 (en cours dans les travaux de prospective gaz)
8. Définir et mettre en place un cadre favorable pour l'expérimentation du développement et de l'exploitation des premiers clusters 100% hydrogène	DGEC + DGPR + CRE + Opérateurs	~ 2020
9. Créer un cadre permettant le développement du power-to-gas en cas de défaillance du marché	DGEC + CRE	~ 2020
10. Instaurer des points réguliers sur l'avancée des travaux entre les opérateurs et les services concernés de l'État et mettre à jour le rapport tous les 5 ans	Opérateurs + DGEC/DGPR + ADEME + CRE	2020

B. Travaux de normalisation

Organisme	Groupe de travail	Participation	Objectif / contenu	Enjeux et risques pour la filière
Activités prénormatives				
Marcogaz	Task Force hydrogène	GRTgaz nommé par l'AFG	État de l'art de tests techniques conduits sur différents éléments de la chaîne gazière avec un mélange hydrogène /gaz naturel et identification des actions de recherche à conduire. En cours de finalisation	À date, ne tient pas compte de projets en cours. Les essais réalisés en laboratoire doivent être complétés par des tests terrain (ou sur des bancs en condition opérationnelles). Les domaines qui limitent l'injection d'hydrogène dans les réseaux de transport sont principalement les usages du gaz et le stockage.
	WG Storage	Storengy – AFG (Chair person)	Contributions à la TF H2. Publication d'un position paper sur l'acceptation de l'hydrogène dans les stockages et les besoins de recherche pré-normative. Présentation de ce papier dans différentes conférences au nom de Marcogaz.	Faire converger la vision des stockeurs européens. Faire converger la vision des stockeurs européens. Echanger des informations sur les projets pilotes Promouvoir et peut-être lancer des programmes de recherche prénormatifs sur le sujet (via le GERG) financé par la CE notamment sur les mécanismes à l'œuvre dans les réservoirs poreux.
CEN CENELEC Sector Forum Energy Management	Groupe de travail Hydrogène	GRTgaz nommé par l'AFG Storengy représenté par ENGIE	Identification très détaillée des impacts du mélange hydrogène/gaz naturel dans le système gazier et pour les usages, des actions de recherche et pré normatives à conduire et recommandations en termes de travaux de normalisation à lancer. Rapport remis à jour en mai 2019, pour validation au sein des instances du CEN CENELEC (ce rapport n'a pas de valeur réglementaire comme une norme)	Le rapport recommande notamment la mise en place de modules de tests des équipements du système gazier en conditions opérationnelles. Les opérateurs d'infrastructures doivent donc disposer de nouveaux moyens financiers en R&D leur permettant de disposer de bancs de tests adaptés au mélange H ₂ /CH ₄ ou d'avoir accès à des tests de leurs équipements en conditions opérationnelles
CEN Sector Forum Gas	Groupe de travail "Etude prénormative Qualité gaz"/Task Force Indice de Wobbe	GRTgaz nommé par l'AFG (GRDF, Storengy, Elengy impliqués aussi via RICE)	L'objectif du Secteur Forum est de faciliter des échanges d'informations entre les parties et de coordonner et identifier les travaux de normalisation à conduire; la participation à la Task Force traitant aussi de l'impact de l'injection de l'hydrogène sur l'indice de Wobbe et le PCS permet d'échanger avec les associations représentant l'aval.	Les associations représentant les clients industriels dans des instances européennes ne peuvent pas être représentatives de chaque industrie ayant un process spécifique sensible à l'hydrogène; les opérateurs ont donc un rôle à jouer auprès de leurs clients industriels et doivent être missionnés pour évaluer de façon fine les impacts sur les usages; ils doivent pouvoir disposer de la capacité financière associée.
Activités de normalisation				
CEN TC 234	Groupe de présidents de GT (convenors)	Storengy mandaté par le BNG (pour WG4)	Contribuer à la réflexion d'ensemble des infrastructures gaz (CEN TC234) sur l'acceptation de l'H ₂	Veiller à une harmonisation des analyses et défenses de la vision française. Circulation d'information
CEN TC 234	Groupe de travail 3 (canalisation de gaz; P > 16 bars)	GRTgaz mandaté par le BNG	Contribution au rapport en cours d'élaboration relatif aux "conséquences liées à l'hydrogène dans les infrastructures gazières" pour la partie canalisations de transport	Le rapport soulève également les questions d'étanchéité d'équipements, de l'adaptation des procédures opérationnelles et de maintenance, du soudage en charge. Ces points nécessitent des validations en conditions opérationnelles.
CEN TC 234	Groupe de travail 4 : Stockage	Storengy mandaté par le BNG (convenor)	Contribuer à la réflexion d'ensemble des infrastructures gaz (CEN TC234) sur l'acceptation dans les stockages de l'hydrogène. Contribution au rapport en cours d'élaboration relatif aux "conséquences liées à l'hydrogène dans les infrastructures gazières" pour la partie stockage	Faire converger la vision des stockeurs européens. Communiquer auprès du CEN et de la Commission sur les besoins de recherche pré-normative dans le domaine du stockage. Le rapport pointe que l'incertitude majeure en ce qui concerne l'injection d'hydrogène dans les réservoirs aquifères ou gisements déplétés concerne les potentielles réactions biologiques du sous-sol pouvant conduire à la disparition de l'hydrogène et la génération d'H ₂ S. Par ailleurs, les problématiques de corrosion et de fragilisation de l'acier en présence d'hydrogène restent à adresser notamment pour les canalisations transportant le gaz non traité, et donc chargé en eau et potentiellement en H ₂ S avec une pression pouvant aller jusqu'à 250 bar.
CEN TC 234	Groupe de travail 5 (chaîne de comptage)	GRTgaz mandaté par le BNG	Contribution au rapport en cours d'élaboration relatif aux "conséquences liées à l'hydrogène dans les infrastructures gazières" pour la partie chaîne de comptage.	Le WG5 renvoie vers les GT du CEN TC237 pour connaître l'impact de l'H ₂ sur les différents éléments de la chaîne de comptage. Voir ci-dessous.
CEN TC 234	Groupe de travail 6 (poste de livraison)	GRTgaz mandaté par le BNG	Contribution au rapport en cours d'élaboration relatif aux "conséquences liées à l'hydrogène dans les infrastructures gazières" pour la partie régulation (impact sur les fonctions des postes de livraison: sécurité, régulation, réchauffage, dimensionnement, étanchéité interne et externe)	Le rapport identifie notamment que les impacts sur la fiabilité des équipements doivent être pris en compte dans les procédures de maintenance. Ces impacts sont à valider dans des conditions simulant les conditions opérationnelles.

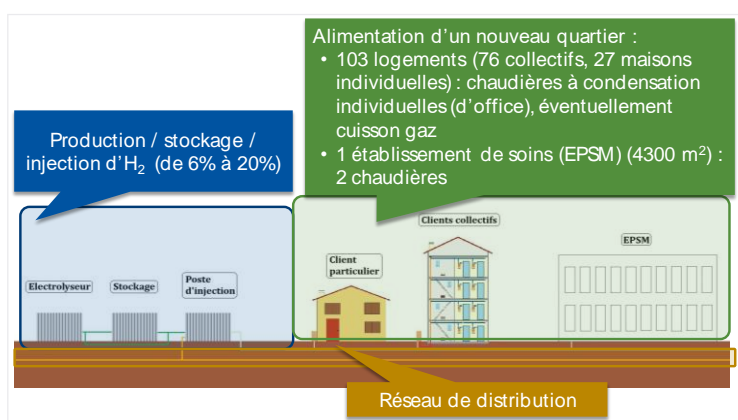
CEN TC 234	Groupe de travail 7 (compression)	GRTgaz mandaté par le BNG	Contribution au rapport en cours d'élaboration relatif aux "conséquences liées à l'hydrogène dans les infrastructures gazières" pour la partie compression.	Le rapport identifie des travaux d'adaptation pour certaines technologies de compression et ne se prononce pas pour d'autres.
CEN TC 234	Groupe de travail 11 (qualité du gaz)	GRTgaz mandaté par le BNG (GRDF, Storengy, Elengy impliqués aussi via RICE)	Contribution au rapport en cours d'élaboration relatif aux "conséquences liées à l'hydrogène dans les infrastructures gazières" pour la partie qualité gaz	Le rapport identifie les impacts de la concentration en hydrogène sur des paramètres de la norme EN16727:2015 tels que la densité, le point de rosée hydrocarbures, le point de rosée eau, l'indice de méthane, ... le scope de la norme incluant l'utilisation du gaz, le groupe de travail identifie des besoins de coopération avec les activités de normalisation liées aux usages; il est donc nécessaire que les opérateurs aient un rôle actif de conseil auprès des représentants de l'aval gaz et soient missionnés pour le faire.
CEN TC 237		GRTgaz mandaté par le BNG GRDF	Le TC 237 a établi un rapport commun avec Marcogaz et Farecogaz (association représentant les fabricants de compteurs) donnant une évaluation qualitative de l'impact de l'hydrogène sur les compteurs.	L'impact est faible sur les compteurs et calculateur jusqu'à 10%. Au-delà, le rapport identifie notamment que les spécifications pour la construction de compteurs doivent être adaptées pour répondre aux enjeux de sécurité et de durabilité ; des parties comme les joints ou les détecteurs doivent faire l'objet de tests. Il est donc nécessaire que les fabricants puissent tester leur matériel dans des conditions simulant des conditions opérationnelles après l'avoir validé en laboratoire.

C. Focus GRHYD

Contexte et enjeux

Le projet GRHYD est le premier démonstrateur power-to-gas en France sur une maille distribution. Il s'inscrit dans le cadre du programme des Investissements d'Avenir (lancement de l'Appel à Manifestation d'Intérêt « Hydrogène et piles à combustibles »). Il a pour objectif de mesurer la faisabilité et l'intérêt d'une filière de production et de stockage de l'hydrogène vert (jusqu'à 20% en volume) mélangé avec le gaz naturel. Le projet est mené par le Centre de Recherche d'ENGIE (ENGIE Lab CRIGEN) et regroupe 11 partenaires couvrant tous les maillons de la chaîne de valeur : laboratoires (CRIGEN, CETIAT, CEA, INERIS), équipementiers (ArevaH2Gen, McPhy Energy), exploitant (ENGIE INEO), GRD (GRDF), collectivité locale (Communauté Urbaine de Dunkerque). Le budget total du projet s'élève à 15M€ et est cofinancé à hauteur d'environ 15% par l'ADEME. Il a également obtenu le label du pôle de compétitivité Tenerrdis.

Le projet comprend un lot piloté par GRDF qui teste l'injection dans le gaz naturel d'une part fixe puis variable d'hydrogène sur un îlot de distribution de gaz naturel d'un quartier neuf de Cappelle-la-Grande, en banlieue de Dunkerque.



L'enjeu pour GRDF est de contribuer à l'émergence de solutions qui contribuent à la complémentarité des réseaux et au verdissement du gaz acheminé, tout en garantissant la qualité du gaz, la continuité d'approvisionnement et la sécurité ; il s'agit également de prévoir l'adaptation des protocoles d'exploitation relatifs à la distribution du mélange hydrogène / gaz naturel.

Planning

Lancé officiellement en janvier 2014, le projet devrait se terminer en juin 2020 – contre juin 2018 initialement prévu (la mise en service des équipements ayant été retardé, les partenaires ont demandé officiellement à l'ADEME de prolonger les tests d'injection jusqu'en mars 2020, pour une fin de projet en juin 2020, afin de garantir deux hivers de tests). Le projet a été inauguré officiellement le 11 juin 2018.

Une première phase d'études préliminaires et de tests laboratoires s'est achevée fin 2017. Les équipements (électrolyseur, stockage, poste d'injection) ont été construits et livrés au cours de l'année 2017 et début 2018. La période de démonstration à proprement parler a débuté avec l'injection en juin 2018, permettant d'alimenter en mélange gaz naturel / hydrogène les cent logements du quartier neuf, ainsi que la chaufferie d'un établissement tertiaire, à des taux variables d'incorporation en hydrogène pouvant atteindre 20% (paliers de 6%, 10%, 20% puis palier avec injection variable entre 0 et 20%). Le passage à 20% est intervenu le 11 en juin 2019.

Les premiers tests lors des paliers à 6% et 10% ont montré un fonctionnement normal des chaudières ; le REX réseau est également satisfaisant.

D. Focus Jupiter 1000

Le projet Jupiter 1000 a pour objectif de concevoir, construire et tester une installation pilote power-to-gas consistant :

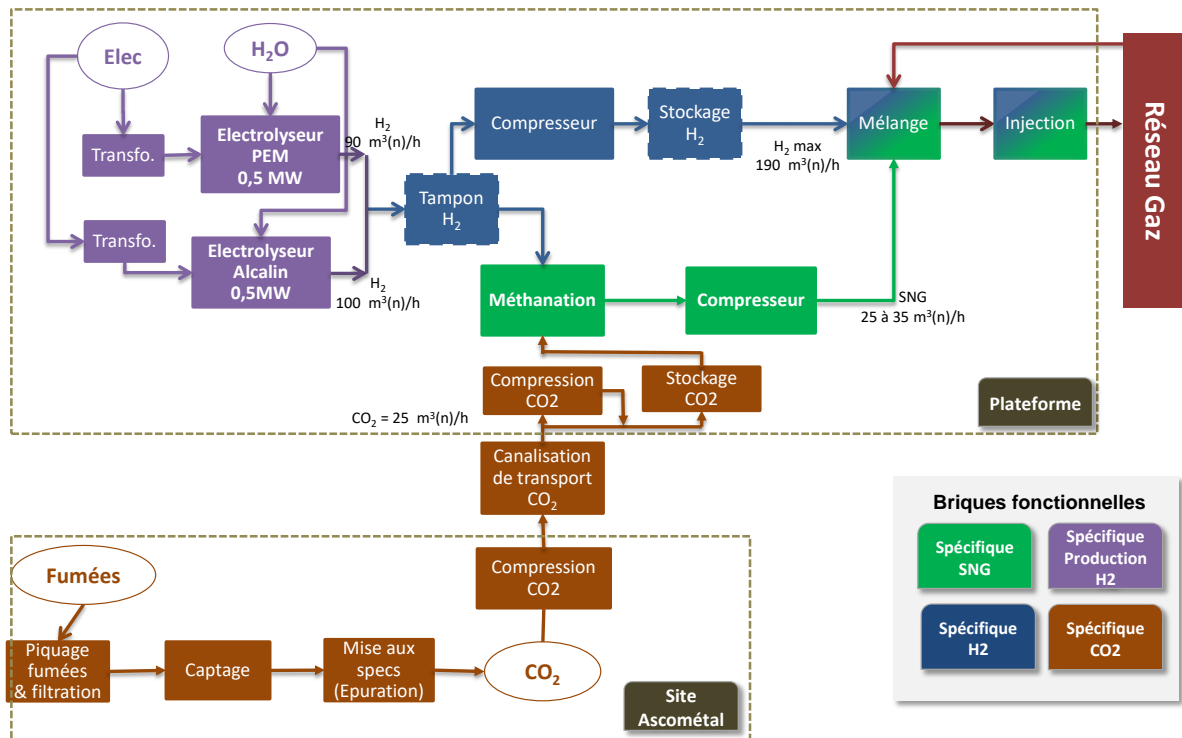
- À produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable disponible sur le réseau électrique,
- À produire du méthane de synthèse à partir de cet hydrogène en le faisant réagir avec du dioxyde de carbone provenant d'une unité de captage de fumées industrielles,
- À injecter dans le réseau de transport de gaz naturel ces « e-gas » afin de les stocker et différer l'utilisation de cette énergie.

Coordonné par GRTgaz, le projet JUPITER 1000 regroupe plusieurs partenaires :

- Le Grand Port de Marseille (GPMM), en charge de la mise à disposition de la plateforme pour le projet, de son accès et de sa viabilisation, ainsi que de la construction de la canalisation de CO₂ entre l'unité de captage et le site,
- McPhy, en charge de la conception et de la construction des électrolyseurs,
- Le CEA, pour les tests de réacteurs de méthanation, la conduite des tests et la modélisation technico-économique du démonstrateur,
- Leroux & Lotz pour la conception et la construction de l'unité de captage de CO₂, qui sera installée sur le site d'Ascométal, à moins de 2 km du site,
- Atmosstat, pour la conception et la construction de l'unité de méthanation,
- La CNR, qui fournira l'électricité nécessaire au fonctionnement du site et qui sera également partie prenante des tests.

Teréga et RTE apportent essentiellement du financement ainsi que leur expertise dans leur domaine. Enfin, GRTgaz est en charge de l'intégration globale du projet, de la conception et la construction de la plateforme avec notamment un poste de mélange et d'injection.

Le schéma suivant reprend les différentes fonctionnalités du projet :

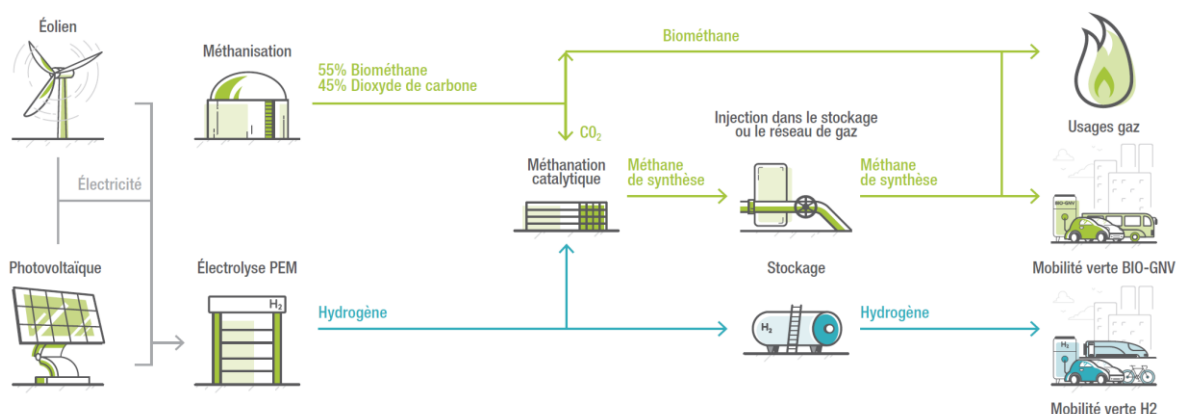


Une fois construite, l'installation permettra de réaliser différents tests pendant une période de trois ans afin de valider les rendements des différents éléments, la flexibilité apportée au réseau électrique, la possibilité de gérer l'installation en fonction des prix de marché de l'électricité, sa rentabilité, etc.

E. Focus Méthycentre

Le projet Méthycentre est le premier projet de démonstration de power-to-gas en France couplé à une unité de méthanisation. Ce démonstrateur, situé à proximité du site de stockage de gaz naturel de Céré-la-Ronde, sera raccordé au réseau de gaz par un unique point d'injection, il est soutenu par le programme des Investissements d'Avenir opéré par l'ADEME, et bénéficie d'une aide financière du Fond Européen pour le Développement Régional et de la région Centre – Val de Loire elle-même.

MÉTHYCENTRE



Il est composé de différentes briques :

- Méthanisation d'intrants agricoles,
- Électrolyse (technologie PEM 2ème génération en partenariat avec Areva H2GEN et le CEA),
- Méthanation électro-chimique et séparation membranaire (en partenariat avec Atmosstat, Prodeval et le CEA).

Ces briques sont testées en interaction les unes avec les autres de façon innovante. Le challenge du projet est en effet de répondre à l'intermittence des ENR en produisant du gaz renouvelable avec un niveau de performance élevé et à moindre coût. Par ailleurs, le couplage méthanisation et méthanation permet de presque doubler le rendement carbone du biogaz issu de la méthanisation et de s'affranchir d'un captage de CO₂ fossile onéreux, comme par exemple sur les fumées industrielles, pour le processus de méthanation.

Ce projet de power-to-gas constitue en réalité un hub énergétique multi-produits et multi-services pouvant répondre à la carte aux besoins spécifiques de son territoire :

- Production d'hydrogène renouvelable pour la mobilité ou les industriels,
- Production de biométhane et de méthane de synthèse renouvelable en substitution au gaz naturel,
- Services au réseau électrique et aux producteurs d'électricité renouvelable,
- Économies de CO₂,
- Valorisation des déchets,
- Revente de chaleur issue du méthaneur.

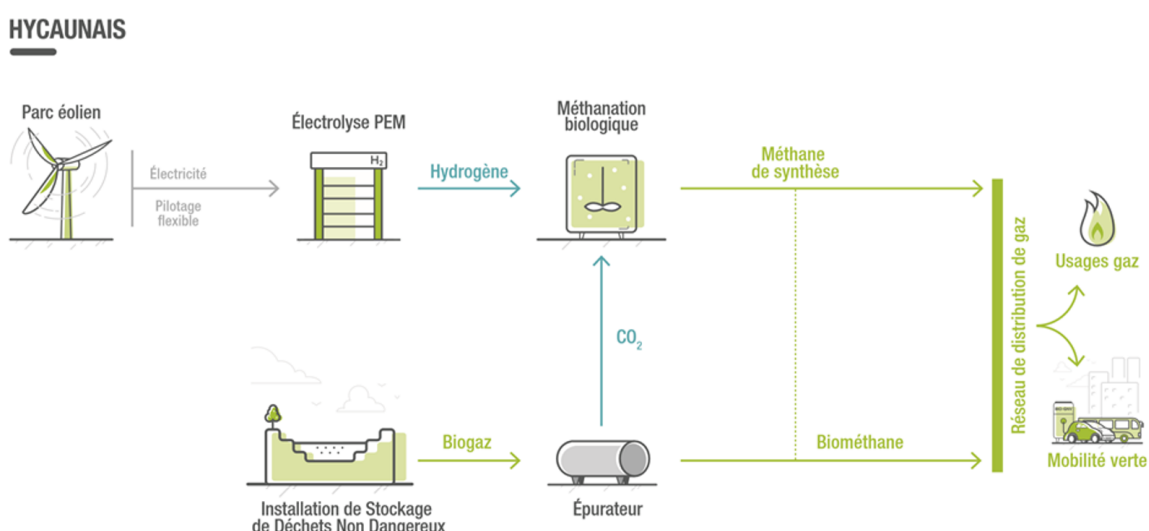
Le projet est actuellement en phase de développement et de R&D, les études d'ingénierie commencent en 2019 et les travaux en 2020 pour une phase d'exploitation prévue entre 2021 et 2023.

F. Focus sur le projet Hyaunais

Technologiquement complémentaire à Méthycentre, le projet de démonstrateur Hyaunais :

- Sera couplé à une unité de production de biométhane à partir de biogaz de décharge (plus contraignant en termes de qualité et composition, déjà en fonctionnement dans l'Yonne à Duchy),
- Avec une unité d'électrolyse d'1MWe nominal, optimisée pour un fonctionnement très flexible (jusqu'à + /-1 MWe à la hausse / baisse), pour répondre au besoin du réseau notamment, et pilotable en fonction de la production éolienne d'Engie Green,
- Et une méthanation biologique (réaction catalysée par des bactéries, comme pour la méthanisation) et non électro-chimique.

Le projet collaboratif Hyaunais est piloté par Storengy et réunit 7 autres partenaires (privés, publics, PME) : Engie Lab CRIGEN, Engie Green, Electrochaea, Areva H2GEN, le SDEY (Syndicat Département d'Energies de l'Yonne), la SEM (Société d'Economie Mixte) Yonne Energie et le FC Lab de l'Université de Franche-Comté. Il inclut une phase de 2,5 ans de développement technologique et d'ingénierie puis une phase d'expérimentation opérationnelle de 3,5 ans de 2021 à 2025.



Le projet Hyaunais présente deux ambitions économiques et commerciales :

- Démontrer la faisabilité de l'exploitation d'un système de power-to-gas ancré dans un contexte territorial en fort développement éolien,
- Répliquer le modèle technologique et commercial développé dans HYCAUNAIS pour proposer une offre commerciale compétitive en France et en Europe.

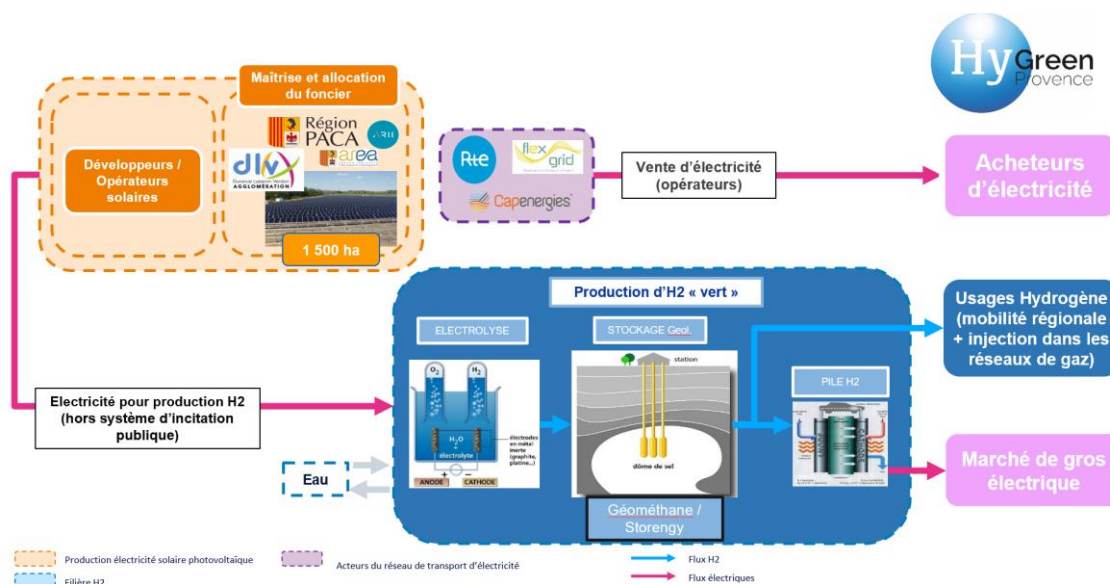
Le projet Hyaunais a obtenu une décision de financement dans le cadre du programme d'aides « Investissements d'Avenir » de l'ADEME le 11 Octobre 2018 (Décision du Premier Ministre n°2018-ENR-13). Les démarches préalables à son lancement officiel début 2019 sont en cours.

G. Focus sur le projet HyGreen

Le projet HyGreen Provence vise à la mise en œuvre d'un projet « **Solaire et Hydrogène Vert** » sur le Territoire de Durance Luberon Verdon Agglomération (DLVA), contribuant de façon majeure à la décarbonation de la région Sud et au développement économique du Territoire. Il s'appuie sur deux potentiels énergétiques majeurs du Territoire :

- Une ressource solaire (sites localisés en Région Sud) parmi les plus compétitives en France permettant la construction d'un **système de production d'électricité renouvelable local**,
- **L'existence de cavités salines** aujourd'hui exploitées pour des activités de stockage de gaz naturel à Manosque, **sur le site de Géométhane**, et dont une partie pourrait être utilisée pour stocker de l'hydrogène renouvelable et s'intégrer dans une chaîne de production d'hydrogène vert alimentant divers usages énergétiques locaux (mobilité décarbonée, chaleur propre, applications industrielles locales, etc.).

Il s'agit d'un projet ambitieux de production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables et de stockage massif dans des cavités salines, lancé par l'agglomération DLVA et soutenu par Géométhane qui étudie la faisabilité du stockage d'hydrogène en cavités salines (aspects technico-économiques, réglementaires, etc.).



Le projet est actuellement en phase de pré-développement et prévoit trois étapes de développement :

- (2022) Production d'électricité à partir de 730 ha de panneaux photovoltaïques dont 10% est dédié à la production d'hydrogène, avec un stockage centralisé d'hydrogène,
- (2025) Première phase d'extension avec 840 ha de panneaux photovoltaïques et 3000 tonnes d'hydrogène produit par an. Le stockage centralisé en cavités salines assure l'intégration entre la production et les usages locaux,
- (2027) Extension à la cible de 1500 ha pour la partie solaire avec plus de 10000 tonnes d'hydrogène produit par an, développant ainsi la chaîne hydrogène avec le stockage massif et les usages aval.

H. Focus FenHYx

Au regard des enjeux soulevés par les besoins de R&D prénormative sur l'hydrogène dans les réseaux de transport de gaz naturel (identifiés notamment dans le rapport du groupe de travail hydrogène du SFEM – Sector Forum Energy Management – du CEN CENELEC), GRTgaz a imaginé la future plateforme de R&D collaborative FenHYx³⁴. Elle a pour objectif de tester en conditions réelles les équipements et matériels du réseau de transport à différents taux de mélanges CH₄/H₂.

Mutualisant l'effort de R&D à l'échelle européenne, les équipements de FenHYx seront utilisés pour proposer et développer des approches communes pour les transporteurs à travers l'Europe, en vue d'accroître l'injection d'hydrogène dans le système gazier. FenHYx permettra de mieux appréhender l'impact de l'hydrogène sur les réseaux gaziers et leur nécessaire adaptation pour garantir un fonctionnement sûr et efficace. De nouvelles innovations pourraient également être testées en collaboration avec les fabricants et les centres de recherche partenaires. Les résultats des tests permettront d'adapter les procédures de maintenance et de gestion du réseau. Cette plateforme sera également un outil de formation pour la filière. Ses fonctionnalités sont en cours de définition dans une logique de complémentarité avec les moyens d'essais existants chez GRTgaz et dans une logique européenne.

 Objectifs	<ul style="list-style-type: none">🌐 Accélérer la mise à l'échelle et l'adaptation du réseau pour le transport et l'accroissement de l'utilisation de nouveaux gaz bas carbone🌐 Tester/développer de nouveaux équipements de transport ou une conception innovante des réseaux pour l'hydrogène et le méthane de synthèse🌐 Contribuer à la normalisation des équipements à différents taux de mélange gaz naturel / hydrogène
 Identité du projet	<ul style="list-style-type: none">📄 Initiateur du projet :  GRTgaz🤝 Partenaires et financeurs du projet : Multiples organisations européennes et exploitants de réseaux de gaz européens🎯 Localisation : Lieu définitif à définir, pourrait être modulaire avec différents centres d'essais
 Équipements	<p>Une plateforme innovante regroupant des bancs d'essais reproduisant les conditions réelles d'exploitation des réseaux de transport de gaz :</p> <ul style="list-style-type: none">✓ Qualité gaz, comptage en conditions dynamiques, équipement de réseau (vannes, robinets, compresseurs, etc.)✓ Intégrité du réseau, corrosion, inspection✓ Nouveaux procédés : technologies d'injection, de mélange et de séparation
 Paramètres testés	<ul style="list-style-type: none">🔍 Conditions statiques et dynamiques🔍 Différents taux de mélange gaz naturel / hydrogène, jusqu'à 100% d'hydrogène🔍 Différents niveaux de pression

³⁴ Future Energy Network for Hydrogen and Mix

Bibliographie

- [1] Naviguant, «Gas for Climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system».
- [2] Pöyry, «Fully decarbonising Europe's energy system by 2050».
- [3] Sector Forum Energy Management (SFEM), «WG H2 - Final Report,» 2016.
- [4] HYREADY, «Engineering guidelines for the preparation of natural gas systems for hydrogen/NG mixtures,» 2018.
- [5] «NaturalHY,» 2009.
- [6] CRIGEN ; Wood Group, «Etude documentaire injection hydrogène,» 2018.
- [7] Marcogaz, «Injection of hydrogen/natural gas admixtures in underground gas storage,» 2017.
- [8] Marcogaz, «Impact of hydrogen in natural gas on end-use applications,» 2017.
- [9] Müller-Syring et al, DBI Gut DVGW, «H2 tolerances».
- [10] Kiwa Gastec, «HyHouse».
- [11] OEMs, «Research activities for hydrogen tolerance of turbines».
- [12] DLR institute of combustion technology, «HYBURN,» 2021.
- [13] HyFrance coordonné par le CEA, «Evaluation technico-économique d'une filière hydrogène en France et de ses impacts sur le système énergétique, l'économie et l'environnement».
- [14] Hydrogen Council, «The potential to build current natural gas infrastructure to accommodate conversion to near-zero transportation technology».
- [15] Association Française du gaz, «Gaz renouvelables : les leviers de développement,» 2018.
- [16] Association Française du gaz, «La demande gazière en France à l'horizon 2030,» 2016.
- [17] CEA, «Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique,» 2018.
- [18] Cadent, «The Liverpool-Manchester cluster: a low cost, deliverable project,» 2017.
- [19] Leeds City Gate, «H21,» 2016.
- [20] ADEME, «Mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ?,» 2018.
- [21] E-Cube ; GRTgaz, «Analyse du rôle du transport de gaz naturel dans l'économie de l'hydrogène en France,» 2013.
- [22] Association technique énergie environnement (ATEE), «Etude PEPS4 sur le potentiel national du stockage d'électricité et du power to gas,» 2018.
- [23] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Blending hydrogen into the natural gas pipeline networks: a review of key issues,» 2013.
- [24] Irena, «Hydrogen from renewable power ; technology outlook for the energy transition».
- [25] Gaz De France, «Etude des possibilités de conversion à l'hydrogène des réseaux de transport gaz : Rapport final de Gaz de France pour la commission des communautés Européennes,» 1981.
- [26] Y. Yürüm, «Hydrogen transmission for future energy systems,» 1995.
- [27] Northern Gas Networks, Equinor, Cadent, «H21 North Of England,» 2018.

