



# Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique



## RAPPORT



# **Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique**

*Rapport à Monsieur le Ministre de la Transition Écologique et Solidaire*

*Etabli par le CEA et la DGEC,  
En concertation avec les acteurs économiques et institutionnels de la filière Hydrogène française*

## Sommaire

Lettre de mission.....	4
Synthèse.....	7
Liste des recommandations.....	14
A. Place de l’H <sub>2</sub> dans la Transition Energétique.....	14
B. Mesures d’accompagnement.....	15
C. Réglementation et Prévention des risques.....	16
D. Intégration de l’H <sub>2</sub> dans les systèmes énergétiques.....	16
E. Développement des filières industrielles et soutien à l’innovation.....	17
I. Contexte.....	19
II. L’hydrogène comme vecteur de décarbonation du mix énergétique.....	19
A. La valorisation des ENR grâce à la flexibilité de l’électrolyse.....	19
B. Une solution de stockage unique pour des échelles de temps allant jusqu’à l’année.....	20
III. L’hydrogène d’électrolyse, fondement d’un cercle économique et environnemental vertueux	24
A. Analyse du prix de l’hydrogène produit par électrolyse.....	24
B. Une dynamique vertueuse.....	26
IV. La priorité : développer les usages de l’hydrogène décarboné pour l’industrie.....	27
A. Des marchés accessibles pour démarrer.....	28
B. Dans une trajectoire de décarbonation à long terme.....	31
V. Décarboner les transports : l’apport de l’hydrogène.....	31
A. L’hydrogène comparé aux autres solutions de mobilité bas carbone.....	32
B. Le modèle de flottes et son infrastructure.....	34
C. L’offre de véhicules terrestres.....	34
D. Les véhicules lourds sont une application clé.....	35
VI. Les Territoires agrègent les acteurs autour de projets structurants.....	40
A. Les écosystèmes émergent au niveau de la maille territoriale.....	40
B. Pour les ZNI, la mise en place d’écosystèmes hydrogène serait un levier majeur de la transition	41
C. L’accompagnement des territoires.....	43
D. Les besoins de réglementation.....	44
VII. L’industrialisation, l’innovation et la recherche au service de la compétitivité française.....	45
A. Pousser l’industrialisation des technologies actuelles.....	46
B. Mettre en place une politique de la Recherche et de l’Innovation pour maintenir la compétitivité.....	48
VIII. L’hydrogène progresse aussi à l’international.....	49
IX. Schéma de déploiement global.....	52
X. Conclusions.....	53

XI.	Annexes.....	55
A.	Annexe 1 : les acteurs de la filière hydrogène française interviewés.....	55
B.	Annexe 2 : Analyse du prix d'hydrogène d'électrolyse.....	56
C.	Annexe 3 : Analyse du prix de l'hydrogène à la station.....	59
D.	Annexe 4 : Etat des lieux de la réglementation relative à la sécurité.....	61

# Lettre de mission



MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE

Paris, le **24 NOV. 2017**

Le ministre d'Etat

à

Monsieur le Directeur général de l'énergie et du climat

Monsieur l'Administrateur général du Commissariat de l'énergie atomique

Référence : MIN\_TES/YM/D17010742

Objet : Lettre de mission : Stratégie de déploiement de l'hydrogène en France

Le Gouvernement est pleinement engagé dans la mise en œuvre de la transition énergétique. C'est un nouveau modèle de société qu'il nous faut construire, étape par étape, dans les années à venir. L'ensemble des secteurs émetteurs de gaz à effet de serre sont concernés : le bâtiment, le transport, l'énergie... dont les interactions sont amenées à croître fortement, en particulier avec l'utilisation de nouveaux vecteurs énergétiques comme l'hydrogène.

La France possède un écosystème riche autour de l'hydrogène, constitué à la fois de grands groupes, de PME, de start-up, de laboratoires et d'organismes de recherche. Les actions de démonstration menées ces dernières années, avec le soutien de l'ADEME et du Programme des investissements d'avenir, contribuent à démontrer le potentiel de l'hydrogène dans la transition énergétique. L'appel à projets Territoires Hydrogène, lancé dans le cadre des travaux de la Nouvelle France Industrielle à l'été 2016, a également permis de révéler le gisement de projets hydrogène en France et d'impliquer plus fortement les collectivités territoriales.

Le Gouvernement souhaite aujourd'hui changer d'échelle et mettre en place une stratégie d'innovation et de déploiement de l'hydrogène en France, afin de servir la transition écologique et de développer nos capacités industrielles. Cette stratégie doit s'appuyer sur les compétences industrielles et de recherche françaises, existantes et en développement, pour être efficace et apporter un maximum de bénéfice au pays.

Je souhaite ainsi confier à la Direction générale de l'énergie et du climat et au Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) la mission de réaliser un plan de déploiement de long terme de l'hydrogène pour la transition énergétique.

Le Directeur général de l'énergie et du climat constitue le référent stratégique de cette mission. Il pourra s'appuyer sur ses services et faire appel aux autres directions et établissements de l'Etat placés sous son autorité ou mis à sa disposition, notamment le Commissariat général au développement durable, la Direction générale de la prévention des risques, la Direction générale des infrastructures, des transports et de la mer, la Direction générale des entreprises, l'ADEME, l'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles. Vous pourrez aussi travailler avec l'Alliance nationale de la coordination de la recherche pour l'énergie qui pourra vous apporter son soutien.

Le CEA assurera le secrétariat et le développement opérationnel de cette mission. Il devra coordonner les industriels français pour contribuer à l'élaboration de cette stratégie, afin de prendre en compte leurs analyses et de faire remonter leurs demandes et propositions. Les organismes de recherche seront aussi consultés dans cette démarche. Les éléments recueillis devront faire consensus ou, à défaut, les positions des uns et des autres devront être clairement précisées dans le document final. Cela concerne non seulement les technologies ou briques technologiques préconisées mais également les choix d'innovation et de déploiement. La mission bénéficiera de moyens humains, matériels et financiers qui seront mis à sa disposition par le CEA. Elle pourra s'appuyer sur des consultants externes.

Le principal objectif de la mission est de prioriser les actions de déploiement et d'en préciser le calendrier, dans un objectif d'efficience de la dépense publique. Un fort degré de collaboration est attendu entre vos deux entités. La mission rendra ses conclusions et son rapport définitif le 31 janvier 2018 au plus tard. De premiers éléments intermédiaires permettant d'éclairer les choix des pouvoirs publics sont attendus pour la fin de l'année 2017.

La mission concentrera ses travaux sur trois axes principaux :

- la production et l'utilisation d'hydrogène décarboné compétitif notamment pour les usages industriels
- la place de l'hydrogène décarboné dans le système énergétique, pour des besoins de stockage ou par conversion, en particulier par incorporation directe dans les réseaux de gaz naturel,
- l'hydrogène pour la mobilité, en particulier pour les flottes captives.

L'utilisation d'hydrogène dans les processus industriels représente une très large majorité des usages historiques et du volume actuel. L'hydrogène y est produit par vaporéformage, conduisant à des émissions de gaz à effet de serre significatives. La mission devra s'attacher à identifier les leviers de décarbonation possibles de l'hydrogène industriel, en étudiant les obligations réglementaires et les incitations financières à mettre au regard de l'évolution technologique. La compétitivité de nos industriels doit également être prise en compte. La présence de chimistes, de raffineurs, de producteurs d'engrais, de sidérurgistes dans le panel d'industriels que vous animerez est donc nécessaire.

Le développement croissant de la production électrique fatale va renforcer les besoins de stockage et de valorisation électrique. Ce stockage peut être réalisé sous différentes formes, certaines utilisant le vecteur hydrogène. Vos travaux devront permettre d'éclairer les perspectives en matière de déploiement de ces modalités de stockage notamment au regard des autres technologies (batteries, STEP,...), et les potentiels d'industrialisation de technologies françaises. Vous formulerez des propositions à intégrer dans la Programmation Pluriannuelle de l'Energie 2018-2028 et



dans le Programme des Investissements d'Avenir. Ces propositions s'attacheront à distinguer le cas métropolitain du cas des zones non interconnectées.

Si la mobilité hydrogène constitue une opportunité intéressante en termes de déploiement, son modèle économique reste encore incertain. La mission s'attachera à identifier les segments de mobilité les plus pertinents à court et moyen terme et induisant le maximum de retombées économiques et un usage optimisé des infrastructures déployées. La mobilité s'entend dans une vision large, ne se focalisant pas uniquement sur les véhicules routiers mais également dans le domaine ferroviaire, maritime, le transport aérien, la logistique... Concernant les véhicules, une attention particulière sera donnée aux segments de marché accessibles en prenant en compte le fort développement de l'électromobilité à batterie (et les progrès réalisés en temps de recharge et autonomie) ainsi que le GNV, déjà commercial, dont les usages recouvrent partiellement ceux de l'hydrogène. La mission tiendra compte des travaux menés par le gouvernement sur le déploiement des autres formes de mobilité pour articuler les actions, qui ne doivent pas être concurrentes.

Pour chacun de ces trois axes, les actions devront être priorisées et plusieurs scénarii envisagés avec leur chronologie de mise en œuvre. L'ensemble des leviers à disposition des pouvoirs publics sont à considérer et, si des besoins financiers sont exprimés, une estimation doit être fournie. Un éclairage sur les actions mises en place dans d'autres pays, en Europe ou à l'international, s'avèrera pertinent pour apprécier le positionnement national dans un cadre global.

Sachant pouvoir compter sur votre mobilisation et votre volonté de contribuer à la réussite de la transition énergétique.



Nicolas HULOT

**Copie à :**

Monsieur Bruno LECHEVIN, Président de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

Monsieur Christophe GEGOUT, Président de l'Alliance nationale de la coordination de la recherche pour l'énergie

Monsieur Pascal FAURE, Directeur général des entreprises

Monsieur Didier HOUSSIN, Président de l'Institut Français du pétrole et Energies nouvelles

Madame Laurence MONNOYER-SMITH Commissaire générale au développement durable

Monsieur Marc MORTUREUX, Directeur général de la prévention des risques

Monsieur François POUPARD, Directeur général des infrastructures, des transports et de la mer

# Synthèse

## L'HYDROGENE POUR LA TRANSITION ENERGETIQUE

### Contexte et introduction

Le 24 novembre 2017, Nicolas Hulot, ministre d'Etat à la transition écologique et solidaire, a confié à la Direction générale de l'Energie et du Climat (DGEC) et au Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) la mission de proposer un plan de déploiement de long terme de l'hydrogène pour la transition énergétique. Le Gouvernement souhaite en effet mettre en place une stratégie d'innovation et de déploiement de l'hydrogène en France, afin de servir la transition écologique et solidaire et de développer les capacités industrielles françaises.

**L'hydrogène peut en effet être produit de façon décarbonée et économique grâce aux progrès de la technologie de l'électrolyse, à condition que l'électricité ayant servi à le produire soit elle-même décarbonée, et servir les objectifs que la France s'est fixés en matière de développement des énergies renouvelables, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et des polluants.**

L'hydrogène suscite par ailleurs un intérêt croissant auprès des entreprises et des collectivités. L'appel à projets « Territoires hydrogène » lancé en 2016 avait ainsi permis de révéler un fort potentiel en France (39 « Territoires hydrogène » avaient été labellisés pour près de 100 projets candidats). Les principaux équipementiers automobiles français (Faurecia, Plastic Omnium, Michelin) ont également annoncé leur engagement dans l'industrialisation des technologies de l'hydrogène.

Au niveau mondial, de grands acteurs de l'énergie (Total, Air Liquide, ENGIE, Shell, ...) se sont ainsi regroupés au sein de « l'Hydrogen Council » afin de promouvoir cette solution. En Asie, la Chine veut se positionner comme le leader mondial, grâce à un alignement très fort « Gouvernement – Industrie – Recherche »<sup>1</sup>. L'Allemagne se positionne également fortement sur le sujet en impliquant notamment ses industriels chimistes.

**Dans ce contexte, ce rapport a pour objectif de préciser le rôle de l'hydrogène dans la transition énergétique. Il doit permettre de définir la stratégie nationale en matière d'hydrogène dans le cadre de la deuxième Programmation Pluriannuelle de l'énergie (PPE), attendue d'ici la fin de l'année 2018 et couvrant la période 2018-2028.**

Pour mener à bien cette mission, le CEA et la DGEC ont sollicité, au travers d'entretiens et questionnaires, l'ensemble des acteurs de l'écosystème de l'hydrogène en France, aujourd'hui présents sur toute la chaîne de valeur (énergéticiens, fournisseurs de technologies et équipementiers, acteurs de la mobilité, acteurs de la recherche, industriels utilisateurs etc.). Ces contributions ont permis de faire émerger, des cas d'usages, et des trajectoires de déploiement dans différents secteurs d'utilisation de l'hydrogène et leurs attentes pour les mener à bien.

---

<sup>1</sup> Les grands énergéticiens chinois (Top 5, CGN, Shenhua, SPIC...) ont formé un consortium hydrogène et ont identifié que les 80 TWh d'énergie perdus en Chine en 2016 représentent un potentiel de 10 GW d'électrolyse non exploité, soit la production d'environ 1 200 000 tonnes d'hydrogène par an (les besoins de 300 000 bus). Source : [http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/150909\\_FINAL\\_Bus\\_Study\\_Report\\_OUT\\_0.PDF](http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/150909_FINAL_Bus_Study_Report_OUT_0.PDF)



## L'hydrogène comme vecteur de décarbonation du mix énergétique

Le marché mondial de l'hydrogène est aujourd'hui essentiellement un marché industriel : l'hydrogène est un produit utilisé dans l'industrie pétrolière et dans l'industrie chimique. Le marché mondial de l'hydrogène industriel est estimé aujourd'hui à 60 Mt et le marché français est lui estimé à près de 1 Mt.

En tant que vecteur énergétique, l'hydrogène produit par électrolyse est **à long terme une solution structurante pour l'intégration des énergies renouvelables au système électrique** : il est actuellement le moyen de stockage massif inter saisonnier des énergies renouvelables électriques intermittentes le plus prometteur. Les électrolyseurs sont également capables de rendre d'autres services au réseau électrique, au même titre que d'autres technologies de stockage ou d'autres moyens de flexibilité (pilotage de la demande, développement des interconnexions).

Or, si en métropole ce besoin de stockage inter saisonnier n'apparaît qu'en 2035 selon différentes études - en lien avec une pénétration accrue des énergies renouvelables intermittentes dans le mix électrique autour de 60% - des mesures doivent être prises sur ce sujet dès aujourd'hui, pour plusieurs raisons majeures :

- Il faut être prêt à déployer des solutions françaises en métropole à horizon 2030-2040 et faire en sorte qu'elles participent au développement d'une filière compétitive. Ceci suppose **d'améliorer les technologies de stockage massif et d'électrolyse** ;
- Certaines zones isolées ou certains pays ont déjà besoin de services de flexibilité et de capacités de stockage des énergies renouvelables pour décarboner leur production énergétique sans déstabiliser leurs systèmes électriques. **Les zones non interconnectées pourraient à ce titre constituer un terrain pour des expérimentations voire des déploiements pilotes** ;
- Enfin, l'hydrogène ouvre un **potentiel à moyen-long terme de décarbonation du gaz** à travers l'injection d'hydrogène produit par électrolyse dans les réseaux de gaz naturel ou la production et l'injection de méthane de synthèse par combinaison avec du dioxyde de carbone dans ces mêmes réseaux.

Ainsi, l'hydrogène devrait peser dans le paysage énergétique français et l'anticipation de la création d'une filière industrielle française est nécessaire.

## L'hydrogène fondement d'un cercle économique et environnemental vertueux

Sous réserve de pouvoir concurrencer, dans un contexte de prix du carbone suffisant, l'hydrogène produit à base d'énergies fossiles via des solutions d'électrolyse à haute performance et en exploitant des énergies renouvelables électriques à bas coût, **l'hydrogène peut apporter un potentiel de décarbonation d'industries et de secteurs émetteurs de gaz à effet de serre** :

- Les industries qui consomment de l'hydrogène comme intrant (verrerie, sidérurgie etc.)
- Les industries qui produisent massivement du CO<sub>2</sub> (par exemple celle du ciment, qui représente environ 4% des émissions mondiales), en produisant du méthane de synthèse.
- Les transports, où l'hydrogène apporte une solution zéro émission qui complète celles de la batterie et du biogaz (bioGNV).

Un cercle vertueux pourrait alors s'enclencher, ces nouveaux marchés d'utilisation d'un hydrogène « vert » à coût abordable offrent ainsi de nouvelles opportunités de le valoriser en constituant une stratégie d'amorçage solide.

## **Les coûts en forte baisse permettant d'envisager dès aujourd'hui différents marchés**

**Les technologies d'électrolyse arrivent à maturité**, en témoigne notamment la baisse des coûts observée ces dernières années (division par 4 depuis 2010 pour la technologie « Proton Exchange Membrane », dite PEM), ce qui a complètement modifié la donne économique. Les perspectives d'innovation et d'industrialisation et les économies d'échelle associées sont la clé pour continuer à faire baisser les coûts de manière importante. L'hydrogène produit par électrolyse revient aujourd'hui aux environs **de 4 €/kg à 6 €/kg** en fonction de la technologie d'électrolyse et pour une durée d'utilisation de l'ordre de 4 000 à 5 000 h par an et un coût de l'électricité autour de 50€/MWh (en soutirage sur le réseau).

**Ce coût pourrait atteindre, à l'horizon 2028 de la PPE, 2 à 3 €/kg.**

Pour consolider cette filière naissante, il est nécessaire de **poursuivre la courbe d'apprentissage** des différentes technologies d'électrolyseurs et de **positionner l'offre française sur différents marchés**, à la fois par le **soutien à la R&D et par des premières séries de déploiement pour atteindre le stade des centaines de MW cumulés, seuil représentatif des cas d'usage futurs.**

Différentes technologies d'électrolyse sont aujourd'hui disponibles, principalement les technologies « PEM » et « Alcalines ». La technologie d'électrolyse haute température, maîtrisée par la France<sup>2</sup>, présente quant à elle, l'avantage de diminuer les coûts de production de l'hydrogène de 15% et d'atteindre une efficacité de 60% sur le « power-to-gas-to-power » comparé à 25% aujourd'hui.

- **L'hydrogène industriel**

Le coût de revient de l'hydrogène produit en grande quantité à partir de produits fossiles (vaporeformage du gaz) s'élève aujourd'hui entre 1,5 et 2,5 €/kg pour des clients industriels consommant de gros volumes (ex : raffineries). Mais pour certains usages moins intensifs mais suffisamment stables (ex : verrerie, agroalimentaire, métallurgie, électronique), pour lesquels l'hydrogène est transporté et acheminé par camion, dits « *usages industriels diffus* », l'hydrogène peut revenir aux alentours de 10 à 20 €/kg, rarement en dessous de 8 €/kg. **Il y a donc un potentiel de marché accessible dès aujourd'hui, pour de l'hydrogène produit directement sur site par électrolyse.**

Ce marché est estimé aujourd'hui à 200 kT d'hydrogène par an, soit 20% du marché de l'hydrogène en France (même s'il ne sera probablement pas possible de convertir immédiatement l'intégralité de ce marché).

Un bon équilibre devra être trouvé entre des usages diffus, pour lesquels le prix actuel à concurrencer est plus élevé mais qui impliquent une industrialisation plus compliquée (hétérogénéité des configurations, pouvant faire monter les coûts) et des usages plus massifs, pour lesquels l'écart de prix à compenser est plus important mais qui peuvent permettre de rapidement installer des séries d'électrolyseurs et d'augmenter la puissance.

---

<sup>2</sup> Le CEA présente le portefeuille de brevets le plus important au monde, dans ce domaine, avec 30 brevets.

**Pour amorcer le déploiement d'une première série d'électrolyseurs, il est proposé de mettre en place un soutien à l'investissement, qui pourrait notamment prendre la forme de prêts ou d'avances remboursables. La création d'un fonds dédié ou l'adossement à un fonds existant est souhaité par les industriels dans ce but. Les critères de sélection de ce fond tiendront compte en particulier de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée.**

En effet, en plus du changement de processus d'approvisionnement, **c'est l'investissement initial dans l'électrolyseur qui est un des principaux freins à la conversion de ces usages, car le modèle économique serait d'ores et déjà compétitif.**

La mise en place d'une première série d'électrolyseurs accélérera la baisse des coûts grâce aux effets d'échelle et permettra d'apporter progressivement des solutions de décarbonation à des applications industrielles de l'hydrogène de plus en plus variées.

**Un objectif d'hydrogène décarboné dans les usages de l'hydrogène industriel pourrait également être proposé aux horizons de la programmation pluriannuelle de l'énergie (2023-2028), afin d'inciter à la conversion. Il devra être accompagné d'un système de traçabilité sur l'origine de l'hydrogène, afin que cet hydrogène décarboné ou produit à partir d'énergies renouvelables puisse être valorisé par les acteurs.**

Un tel système de traçabilité pourrait être mis en place d'ici 2020, en lien avec les discussions européennes en cours concernant la refonte de la directive 2009/28/CE relative aux énergies renouvelables.

- **La mobilité et les écosystèmes hydrogène dans les territoires**

L'hydrogène dans la mobilité est **complémentaire aux batteries et au bioGNV**. Il présente des avantages clés pour les usages intensifs qui nécessitent une forte autonomie et un faible temps de recharge, particulièrement en milieu urbain où des mesures sont prises pour réduire la pollution et les nuisances sonores. De nombreux projets voient déjà le jour dans les territoires autour de flottes de véhicules professionnels légers.

En raison d'un effet volume encore limité, le coût total de possession d'un véhicule hydrogène reste supérieur à celui des équivalents thermiques (entre 20% et 50%). Mais **moyennant un soutien au démarrage, il est possible de couvrir le surcoût des véhicules à pile-à-combustible et d'avitailer des véhicules entre 7 et 9 €/kg, équivalent au coût de l'énergie pour un Diesel**. A terme, grâce notamment aux progrès espérés en termes de coût de l'électrolyse, l'hydrogène décarboné distribué en station devrait être à un niveau de prix compatible (< 7 €/kg) avec les besoins de la mobilité hydrogène.

Ces avantages se retrouvent surtout dans certains transports lourds (routier, ferroviaire et fluvial), pour lesquels le poids, l'encombrement et l'énergie embarquée des batteries restent pénalisants à ce jour. Ces transports lourds sont un levier majeur pour assurer des volumes d'hydrogène importants rapidement et engendrer un écosystème autonome par des économies d'échelle en permettant de déployer plus rapidement des stations de taille importante. C'est un point clé du modèle économique des stations de recharge.

Pour développer la mobilité à partir d'hydrogène, **il conviendra ainsi :**

- **d'inciter au développement d'une gamme de véhicules lourds** non seulement routiers mais aussi pour d'autres modes (bateaux, trains, aéronautique).
- **de poursuivre la logique de flottes territoriales**. A ce titre, le rôle des collectivités pour agréger les usages au sein de projets territoriaux est primordial. D'autres usages pourront d'ailleurs être envisagés dans ces projets territoriaux (par exemple, mise en parallèle industrie/mobilité).

**Si le développement de la production d'hydrogène par électrolyse répond parfaitement aux nouvelles attentes des territoires, il favorise aussi l'émergence d'écosystèmes hydrogène locaux** – c'est-à-dire la combinaison d'un plan de déploiement de la mobilité conçu avec une optique d'aménagement du territoire, d'un recours aux énergies renouvelables produites localement et d'un système financier pour couvrir les risques de commercialisation.

Les porteurs de projets, entreprises privées ou collectivités territoriales, soulignent le besoin **de bénéficiaire d'un interlocuteur privilégié au niveau national**. Ils souhaitent pouvoir être accompagnés sur le montage de leurs projets et soulignent un besoin de coordination globale des parties prenantes.

**Une mission d'accompagnement des projets pourrait être confiée à l'ADEME**, qui aurait alors comme rôle d'orienter les porteurs vers les bons interlocuteurs institutionnels, notamment pour les questions réglementaires ou de financement, d'aider les collectivités territoriales – en partenariat avec les industriels - à structurer et piloter des déploiements d'écosystèmes hydrogène, d'assurer un rôle de mise en cohérence des sujets relatifs à l'hydrogène. Ces actions pourraient être déclinées dans les territoires grâce à aux délégations territoriales de l'ADEME.

**Le fonds précédemment mentionné pourrait également contribuer à ce déploiement d'écosystèmes en prenant en charge des différences de coûts avec les solutions actuelles.**

Au regard du niveau de maturité des technologies envisagées et du caractère encore non standardisé et divers des projets émergeant, il semble pertinent d'envisager un soutien sous la forme d'appels à projets pour des financements en subvention ou avances remboursables à l'aide d'un fonds, plutôt qu'un dispositif de soutien sous forme de tarif d'achat ou d'appel d'offres qui pourront être mis en place par la suite si nécessaire. Le soutien à divers usages finals de l'hydrogène permettrait de stimuler la demande, de garantir un socle suffisant de consommation et, in fine, de faciliter le déclenchement des investissements dans la chaîne de production et de distribution.

Enfin, sur le volet réglementaire, le travail important réalisé jusque-là pour clarifier les réglementations relatives à la sécurité et à la prévention des risques devra se poursuivre pour faciliter les déploiements.

**A très court terme et de façon plus concrète, un cadre spécifique pour les stations-services distribuant de l'hydrogène va être mis en œuvre afin de faciliter les projets de mobilité.**

- **Les services aux réseaux :**

Dans les zones non interconnectées (ZNI), les taux de pénétration des énergies renouvelables intermittentes sont déjà élevés et les moyens de flexibilité sont faibles. **L'hydrogène pourrait donc trouver sa place, avec d'autres technologies de stockage, dans ces territoires en tant que vecteur de flexibilité du système électrique**, ce qui permettrait la réalisation de pilotes, en vue d'attaquer les marchés à l'export, notamment dans les zones dans lesquelles développer des infrastructures de transport et de distribution d'électricité est particulièrement coûteux ou encore dans des sites isolés.

Enfin l'injection de l'H<sub>2</sub> dans les réseaux de gaz pouvant avoir un impact positif dans la transition et l'indépendance énergétique, il est indispensable d'en évaluer le potentiel dans le cadre de la PPE.

**Les électrolyseurs sont en mesure d'apporter immédiatement des services aux réseaux électriques et un débouché supplémentaire au développement des énergies renouvelables. Les réseaux des**

**ZNI étant les plus rapidement concernés par de forts taux d'énergies renouvelables dans leurs réseaux ou encore pour leurs sites isolés, des expérimentations pourront être lancées rapidement dans ces territoires.**

De manière plus générale, pour **anticiper le déploiement plus massif de solutions « power to gas » dans les systèmes énergétiques**, il est proposé de demander :

- aux transporteurs et distributeurs d'électricité d'identifier les **services rendus au réseau par les électrolyseurs** et les moyens existants ou à mettre en place pour valoriser ce type de services ;
- aux transporteurs et distributeurs de gaz de proposer les **conditions d'injection d'hydrogène acceptables pour les réseaux** et les installations qui y sont raccordées, notamment en termes de sécurité, en lien avec les fabricants, en tenant compte des expérimentations en cours. L'Etat, via ses établissements publics spécialisés (en particulier l'INERIS), validera ces conditions.

### **Des objectifs pour la PPE**

En résumé, pour donner un signal clair en faveur de l'hydrogène, la PPE pourrait fixer les objectifs suivants dans les différents marchés visés :

- **Décarbonation de l'hydrogène industriel de 10% d'ici à 2023 (capacité supplémentaire de production par électrolyse de 20 000 t/an pendant 5 ans) et de 20 à 40 % d'ici à 2028.**
- **Déploiement d'écosystèmes territoriaux de mobilité hydrogène, sur la base notamment de flottes de véhicules professionnels, avec l'introduction de 5 000 véhicules légers et de 200 véhicules lourds (bus, camions, TER, bateaux) ainsi que la construction de 100 stations à l'horizon 2023. A l'horizon 2028, la fourchette suivante pourrait être proposée : 20 000 à 50 000 véhicules légers, 800 à 2000 véhicules lourds et 400 à 1000 stations.**

Certains acteurs du monde de l'automobile imaginent une montée en puissance plus rapide des flottes, allant jusqu'à un facteur 3 ou 4 des objectifs 2028.

### **Une relance du soutien à la recherche et à l'innovation**

La compétitivité durable des filières passera par l'émergence d'acteurs de R&D forts travaillant sur deux niveaux :

- L'accélération de l'industrialisation des technologies de l'hydrogène en soutenant la recherche et les transferts de technologies issus de la recherche,
- La mise en œuvre de ruptures conformément aux feuilles de route internationales en vue de diminuer les coûts des composants, de diminuer la dépendance en matériaux critiques et en travaillant sur leur substitution.

Si le premier sujet pourra être intégré dans les projets industriels ou dans les actions visant à soutenir les démonstrations (via le programme des Investissements d'Avenir) pour les actions moins matures, il conviendra également d'étudier l'opportunité de prévoir une programmation pérenne de l'ANR dédiée à ce sujet hydrogène et d'en dimensionner le besoin de financement.

### **Le plan français doit s'insérer dans une compétition mondiale déjà lancée**

Le paysage énergétique tendant à devenir mondial, il est indispensable de construire cette nouvelle filière énergétique avec une vision globale d'autant que les filières industrielles, elles-mêmes mondiales, seront en premier lieu concernées.

Ainsi, au-delà du potentiel d'exportation que pourra porter rapidement la filière française, des coopérations seront envisageables, notamment avec **l'Allemagne** sur les sujets industriels (en lien avec la chimie allemande) et de la mobilité (avec le support des équipementiers français qui ont leurs principaux marchés dans les deux pays) pour la production d'hydrogène vert. Dans ce contexte, une première LOI va être signée entre le CEA et l'institut Max Planck qui coordonne le projet hydrogène de l'industrie allemande.

Enfin, les cimenteries pesant particulièrement dans les émissions de CO<sub>2</sub> mondiales (5%), un sujet de réflexion autour de **la cimenterie du 21<sup>ème</sup> siècle pourrait être proposé, notamment en coopération avec la Chine.**



# Liste des recommandations

Les parties prenantes consultées demandent prioritairement et de façon unanime que le gouvernement donne un signal clair en faveur de l'hydrogène, au même titre que les différentes technologies qui favorisent la décarbonation de l'économie et le développement des énergies renouvelables.

Les autres mesures identifiées pour accélérer le développement de la filière sont regroupées ci-dessous de façon thématique.

## A. Place de l'H<sub>2</sub> dans la Transition Energétique

1. Fixer dans la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie prévue en 2018 des objectifs spécifiques pour l'hydrogène :
  - a. Décarbonation de l'hydrogène industriel de 10% d'ici à 2023 (environ 20 000 t/an pendant 5 ans) et de 20 à 40% d'ici 2028.
  - b. Déploiement d'écosystèmes territoriaux de mobilité hydrogène, sur la base notamment de flottes de véhicules professionnels, avec l'introduction :
    - de 5 000 véhicules légers et 200 véhicules lourds (bus, camions, TER, bateaux) ainsi que la construction de 100 stations, alimentées en hydrogène produit localement à horizon 2023 ;
    - de 20 000 à 50 000 véhicules légers, 800 à 2000 véhicules lourds et 400 à 1000 stations à l'horizon 2028.
2. Mettre en place d'ici à 2020 un système de traçabilité de l'H<sub>2</sub>, s'inscrivant dans le cadre européen en cours de discussion (révision de la directive relative aux énergies renouvelables).
3. Assurer la mise en évidence de l'impact environnemental de l'hydrogène dans la réglementation relative aux gaz à effet de serre :
  - dans la Base Carbone® gérée par l'ADEME, en renseignant un facteur d'émission propre à l'hydrogène en fonction de la source et du procédé mis en œuvre
  - au niveau national (méthode réglementaire pour la réalisation des bilans d'émissions de gaz à effet de serre) comme à l'international (normes ISO 14064, 14069), en faisant ressortir explicitement l'hydrogène comme un vecteur énergétique, au même titre que l'électricité, la vapeur, etc.

## B. Mesures d'accompagnement

### 4. Confier à l'ADEME la mission d'accompagnement des projets et des territoires :

- Assurer un rôle de coordination et d'expertise au niveau national sur les sujets relatifs à l'hydrogène ;
- Orienter les porteurs vers les bons interlocuteurs institutionnels, notamment pour les questions réglementaires ou de financement ;
- Aider, notamment grâce à ses délégations régionales, les collectivités territoriales à inclure l'hydrogène dans leurs scénarios et leurs outils de planification locaux (en particulier SRCAE, PCAET) et à structurer et piloter des déploiements d'écosystèmes hydrogène.

### 5. Créer un fonds H<sub>2</sub> opéré par l'ADEME (ou permettre un adossement à un fonds existant), d'un montant de 100 M€ par an sur 5 ans, pour financer des expérimentations et les premiers déploiements en visant plusieurs usages, dont l'industrie, la mobilité et les usages stationnaires :

- **Aides à l'investissement** pour cofinancer des premières séries d'électrolyseurs et obtenir des effets d'échelles (centaines de MW) ;
- **Aides aux usages finaux**, en compensant les surcoûts par rapport à des solutions concurrentes à base d'énergies fossiles, pour consolider la demande et déclencher les investissements dans la chaîne de production et de distribution.

Lorsque le marché des électrolyseurs pour l'industrie sera considéré comme plus proche de concurrencer l'H<sub>2</sub> issu de vaporéformage sans soutien public, ce fonds pourra alors laisser la place à d'autres mesures (ex : une mesure contraignante d'incorporation d'H<sub>2</sub> décarboné dans l'industrie pourrait alors être mise en place).

### 6. Élargir la mesure de « suramortissement » à l'achat de véhicule hydrogène a minima dans les mêmes conditions que pour le GNV (poids lourd > 3,5T).

### 7. Mobiliser les institutions financières (financeurs privés et publics dont CDC, BPI) et standardiser les modèles de cofinancement pour les projets de déploiements d'écosystème dans les territoires.

### 8. Sécuriser le cadre juridique d'action des collectivités territoriales :

- a. Clarifier la compétence des régions, par exemple via un « droit d'expérimentation à durée limitée » (cf. loi Notre sur la décentralisation ou loi de transition énergétique pour la croissance verte) ;
- b. Accompagner si nécessaire les collectivités dans la notification de leurs projets à la Commission européenne dans le cadre relatif aux aides d'Etat (par exemple, pour permettre le financement jusqu'à 100% du surcoût d'un véhicule propre).

## C. Réglementation et Prévention des risques

### 9. Continuer le travail avec la DGPR pour préciser le cadre réglementaire :

- a. Publication d'un décret établissant que les stations-services distribuant certains volumes d'hydrogène par jour sont des ICPE soumises à simple déclaration (consultations en cours sur le projet de texte) ;
- b. Publication d'ici mi-2018 d'un arrêté ministériel fixant les prescriptions générales de sécurité à respecter par l'ensemble des stations-services hydrogène soumise à déclaration (consultation en cours sur le projet de texte) ;
- c. Publication de lignes directrices clarifiant la notion de « fabrication en quantité industrielle » utilisée dans la directive européenne dite "IED": Fiche publiée en janvier 2018.

### 10. Mener une réflexion, avec tous les acteurs concernés (ministères, gestionnaires d'infrastructures) sur la simplification et l'harmonisation des procédures d'autorisation et d'homologation des bateaux et des solutions d'avitaillement hydrogène associées.

## D. Intégration de l'H2 dans les systèmes énergétiques

### 11. Demander à RTE et ENEDIS d'identifier les services rendus au réseau par les électrolyseurs et les moyens existants ou à mettre en place pour valoriser ce type de service.

### 12. Demander aux transporteurs et distributeurs de gaz de déterminer les conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène acceptables pour les réseaux, et les installations qui y sont raccordées et les usages (dont la mobilité gaz), en lien avec les fabricants et en tenant compte des expérimentations en cours (gisements, verrous techniques, sécurité, bilan environnemental). Valider au niveau Etat ces conditions en tant que de besoin (par exemple sur les aspects sécurité).

## E. Développement des filières industrielles et soutien à l'innovation

### 13. Assurer une couverture complète de la thématique hydrogène par les appels à projets du PIA3, notamment pour le développement de véhicules français lourds/de grande autonomie à hydrogène (camions, bus, bateaux, trains...), de la chaîne de composants associés, et de systèmes compétitifs de production et de stockage d'hydrogène décarboné et

<b>durable.</b>
<b>14. Instruire la création d'un centre international de qualification / certification de composants H<sub>2</sub> haute pression</b> pour la mobilité routière, l'aéronautique, le maritime, le fluvial, le ferroviaire.
<b>15. Inclure l'hydrogène dans l'offre de formation initiale et continue relative à la transition énergétique.</b>
<b>16. Etudier l'opportunité de mettre en œuvre un nouveau programme de recherche intégré à l'ANR afin de s'attaquer aux ruptures scientifiques et technologiques et à terme aux nouvelles solutions industrielles nécessaires au maintien du haut niveau d'excellence de l'écosystème français de l'hydrogène et d'en dimensionner le besoin de financement.</b>

# Rapport

# I. Contexte

**Ce rapport a pour objectif de préciser le rôle de l'hydrogène dans la transition énergétique. Il doit permettre de définir la stratégie nationale en matière d'hydrogène dans le cadre de la deuxième Programmation Pluriannuelle de l'énergie (PPE), attendue d'ici la fin de l'année 2018 et couvrant la période 2018-2028.**

Pour mener à bien cette mission, le CEA et la DGEC ont sollicité au travers d'entretiens, et questionnaires l'ensemble des acteurs de l'écosystème de l'hydrogène en France, aujourd'hui présents sur toute la chaîne de valeur (énergéticiens, fournisseurs de technologies et équipementiers, acteurs de la mobilité, acteurs de la recherche, industriels utilisateurs etc.). Ces contributions ont permis de faire émerger des cas d'usages et des trajectoires de déploiement dans différents secteurs d'utilisation de l'hydrogène.

## II. L'hydrogène comme vecteur de décarbonation du mix énergétique

### A. La valorisation des ENR grâce à la flexibilité de l'électrolyse

**La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a fixé comme objectifs un taux de 32% d'ENR dans la consommation finale d'énergie et de 40% d'ENR dans la production d'électricité en 2030.** En 2017, les énergies renouvelables ont participé à hauteur de 18,5% à la couverture de la consommation d'électricité en France : hydroélectricité 10,1 %, énergie éolienne 5,0%, énergie solaire photovoltaïque 1,9%, bioénergies 1,5%<sup>3</sup>. **Le potentiel de développement des ENR électriques en France reste donc encore important.**

Aux niveaux actuels d'éolien et de photovoltaïque, l'intégration au système électrique des énergies renouvelables variables ne pose pas de difficulté majeure au regard des flexibilités existantes. Mais **pour assurer leur développement, il sera indispensable de disposer de solutions de valorisation de leur production intermittente et variable.**

**La production décarbonée d'hydrogène par électrolyse de l'eau apporte une partie du potentiel pour valoriser les EnR, au même titre que d'autres technologies de stockage.**

**En effet, cette valorisation est massive et flexible :** les électrolyseurs sont des consommateurs intensifs d'électricité qui peuvent démarrer en quelques minutes lorsqu'il y a du vent ou du soleil, et s'arrêter aussi rapidement lorsqu'il n'y en a plus. Les électrolyseurs sont donc capables d'absorber les surplus d'électricité produits à partir d'énergies renouvelables lorsque la demande n'est pas suffisante, afin de les transformer en hydrogène. Ils sont également capables d'ajuster la puissance consommée et permettent donc de rendre plusieurs types de services au réseau.

---

3 Source RTE : [http://www.rte-france.com/sites/default/files/panorama\\_enr\\_2017.pdf](http://www.rte-france.com/sites/default/files/panorama_enr_2017.pdf)



## B. Une solution de stockage unique pour des échelles de temps allant jusqu'à l'année

La production d'hydrogène par électrolyse a d'autres avantages.

**Tout développement massif d'EnR dans le mix énergétique implique l'enjeu de pouvoir stocker l'électricité massivement et sur de longues périodes (semaines, mois) dans des conditions économiques acceptables.**

Ces besoins de stockage massif apparaissent, selon les sources, entre 40 et 60% de l'électricité produite à partir d'EnR variables<sup>4</sup>.

A titre d'illustration des besoins de stockage inter-saisonnier, peut être citée une modélisation récente de l'ADEME, dans laquelle un système comprenant 64% d'EnR (toutes ENR confondues, c'est-à-dire variables et non variables) engendre un besoin de stockage inter-saisonnier de 7 TWh de gaz de synthèse<sup>5</sup> réalisés grâce à un parc de 17 GW d'électrolyseurs installés qui produisent de l'hydrogène à la fois pour les besoins de stockage inter saisonnier mais également pour les usages aval (industrie et mobilités).

Au regard des objectifs actuels fixés par la loi, il n'y aurait donc pas de besoins supplémentaires de flexibilité en France métropolitaine avant 2030-2035.

Pour autant, sans anticipation, des solutions devront être déployées massivement dans l'urgence, alors que d'autres pays préparent d'ores et déjà une feuille de route énergétique sur le stockage.

En matière de solutions technologiques de stockage, l'intérêt de transformer l'électricité en énergie potentielle (pompage), en énergie électrochimique (batteries), en énergie de pression (CAES), en énergie cinétique (volants d'inertie) est assez rapidement évident. Mais si ces solutions sont efficaces sur de courtes périodes (quelques minutes à quelques jours), il devient nécessaire de considérer d'autres solutions pour du stockage inter saisonnier, permettant de pallier plusieurs jours ou semaines sans vent ou sans soleil<sup>4</sup>.

Dans ce cadre, **seules les solutions à « énergie chimique » sont efficaces pour des durées d'un jour à une saison. La transformation de l'électricité en un vecteur énergétique chimique gazeux est appelée « Power-to-gas » selon la terminologie anglaise (ou « P2G »).**

---

4 Source : Note interne ADEME « Analyse de la pertinence du stockage par batteries pour gérer la variabilité et le surplus des EnR et complémentarités offertes par le 'Power-to-gas' »

5 Etude ADEME-ARTELYS « Système électrique et production d'hydrogène »

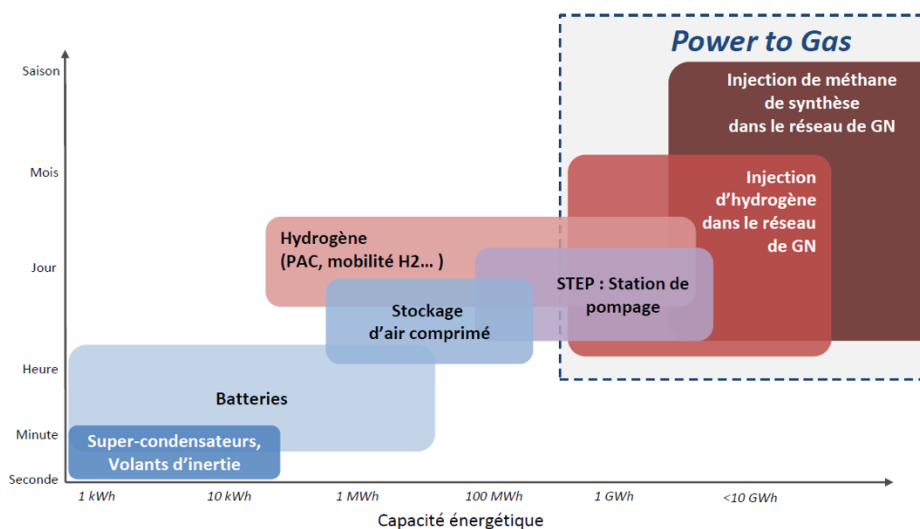


Figure 1 : GRT-Gaz et Analyse du rôle du transport de gaz naturel dans l'économie de l'hydrogène en France. E-cube strategy consultants – Mars 2013

L'hydrogène produit par électrolyse peut donc soit être utilisé directement (usages, industriels, mobilité), soit utilisé comme vecteur de stockage par injection dans le réseau de gaz naturel (directement ou par l'intermédiaire d'une transformation en méthane de synthèse grâce à une réaction appelée méthanation).

Pour répondre à ces besoins variés, les technologies de stockage de l'hydrogène sont multiples et adaptées aux différents modèles d'usage.

Dans le cas d'un système de production et stockage dédié à un site particulier (bâtiment ou quartier à énergie positive, site de production en ZNI, station-service,..) où les quantités d'hydrogène à stocker mises en jeu sont à l'échelle de la tonne ou en-dessous, les solutions proposées sont les suivantes :

- Stockage sous haute et très haute pression (de 200 bars à plus de 800 bars) dans des réservoirs de technologie conventionnelle métallique, ou de technologie plus innovante permettant de monter en pression grâce à l'utilisation de renfort composite.
- Stockage sous forme solide au travers d'hydrures métalliques ou chimiques permettant un stockage massif d'hydrogène à très basse pression améliorant l'acceptabilité dans un environnement foncier contraint.

Dans le cas des usages de soutien aux réseaux, les besoins de stockage sont d'un ordre de grandeur supérieur et nécessitent des technologies similaires à celles utilisées pour le gaz naturel, à savoir :

- Le stockage géologique en cavités salines, exploitées aujourd'hui par des industriels tels que Storengy ou Geostock, qui permettent des stockages de grande capacité sur des durées très longues ;
- L'utilisation des conduites de gaz naturel (réseaux de transport et de distribution) dont la capacité de stockage peut varier avec la pression, dans lesquelles on peut injecter directement l'hydrogène décarboné. Mais au-delà d'un certain pourcentage d'hydrogène injecté qu'il convient encore de déterminer précisément, des questions de compatibilité techniques et/ou de sécurité se posent pour les réseaux (compatibilité des matériaux, réglages des brûleurs utilisant le gaz, mesure des quantités délivrées, etc.) ;
- Une solution pour assurer la compatibilité consiste à combiner l'hydrogène avec du CO<sub>2</sub> pour obtenir un méthane de synthèse, qui peut alors être injecté en quantité illimitée dans les réseaux gaziers. On parle alors de Power-to-Méthane pour lequel un réel savoir-faire dans le domaine des réacteurs de méthanation à haute performance existe en France. Le coût

économique et énergétique du process, qui permet de valoriser du CO<sub>2</sub>, est à comparer au coût de modification éventuel pour rendre compatible l'usage direct d'hydrogène.

Il reste ainsi un certain nombre de verrous à lever avant de pouvoir commencer à injecter de l'hydrogène de façon massive dans les réseaux.

**Par rapport à d'autres solutions de stockage telles que les batteries, la production d'hydrogène par électrolyse (voire sa recombinaison en méthane de synthèse) est la seule technologie aujourd'hui qui permette de faire du stockage pour une durée d'un jour jusqu'à de l'inter saisonnier.**

Afin d'anticiper un développement massif des EnR et dans l'optique de développement de ces technologies de stockage, **les Zones Non Interconnectées (ZNI) fournissent un terrain idéal d'expérimentation et d'accueil des projets pilotes du fait de la taille plus limitée de leurs systèmes électriques et des contraintes plus rapidement atteintes d'intégration des EnR variables.**

De manière plus générale, pour **anticiper le déploiement plus massif de solutions « power to gas » dans les systèmes énergétiques**, il est proposé de demander aux transporteurs et distributeurs de gaz de proposer les **conditions d'injection d'hydrogène acceptables pour les réseaux** et les installations qui y sont raccordées, notamment en termes de sécurité, en lien avec les fabricants, en tenant compte des expérimentations en cours.

L'Etat, via ses établissements publics spécialisés (INERIS en particulier), validera ces conditions.

*Le témoignage des industriels :*

**ENGIE**

*« Le système énergétique de demain sera décentralisé, décarboné et digitalisé. Dans un univers fortement décarboné avec une forte pénétration d'ENR électriques, la gestion de l'intermittence devient un enjeu majeur. **L'hydrogène et le méthane de synthèse sont les deux seules technologies capables aujourd'hui de fournir un stockage saisonnier d'énergie en grande quantité sans émission de CO<sub>2</sub> et sur de longues périodes. Leur avènement s'avère donc indispensable au développement des énergies renouvelables pour répondre à la demande de base.***

*Dans ce scénario, le développement de stockage par génération de gaz verts se substitue à la construction ou aux renforcements de réseaux électriques, qui seraient nécessaires pour la gestion des pointes de production électrique, en l'absence de stockage adapté. »*

**GRTGaz**

*GRTgaz souhaite faciliter le démarrage d'une **production à échelle industrielle d'H<sub>2</sub> en offrant une injection en mélange dans le réseau existant de gaz naturel.** Le pourcentage d'H<sub>2</sub> admissible à l'injection dans les réseaux de gaz est de 6% conformément à leurs spécifications (actuellement, le gaz naturel ne contient pas d'hydrogène).*

*En 2050, l'hydrogène pourrait représenter de 100 à 500 TWh de consommation selon les scénarios, et venir compléter les EnR intermittentes et le biométhane en assurant tout ou partie des besoins de flexibilité des systèmes énergétiques. L'hydrogène par sa capacité à équilibrer la production et la demande permet également **d'éviter des renforcements coûteux du réseau de distribution électrique** et notamment de réduire les coûts de raccordement des EnR.*

## ATMOSTAT (Groupe ALCEN)

Pour ATMOSTAT, il est important de lier la technologie hydrogène à l'ensemble des solutions d'hydrogénation du CO<sub>2</sub> et au déploiement de solutions « Power to X ».

Le vecteur méthanation peut accompagner la filière hydrogène sur des applications comme la mobilité GNV notamment pour le transport routier de marchandises et de voyageurs.

Le Power to Gas est une option à privilégier pour valoriser l'hydrogène à plusieurs titres [...]. Le vecteur méthanation accélère le déploiement de l'hydrogène dans les réseaux de transport et de distribution de gaz existants. La méthanation doit donc être affichée clairement comme complémentaire au développement de la technologie hydrogène.

Enfin, les potentialités de marchés à l'exportation sont très importantes dans les dix prochaines années. La singularité du mix énergétique français actuel ne doit pas retarder l'émergence d'une filière industrielle nationale d'équipements d'électrolyse et de méthanation matures pour adresser ses nouveaux marchés. Seule une politique ambitieuse et soutenue d'incubation progressive de filière industrielle permettra aux technologies françaises d'être présentes au rendez-vous du marché.

## CNR

A mesure que les énergies renouvelables vont se développer, certains effets de marché, aujourd'hui marginaux, vont s'étendre. La volatilité des prix devrait augmenter, ces derniers passant de proche de zéro en période de surabondance d'ENR à un prix élevé correspondant au prix du gaz, ceci étant dû à la construction même du marché de gros de l'électricité basé sur les coûts marginaux. Dit autrement, lorsqu'il y aura abondance d'énergies renouvelables, leur valorisation sur le réseau électrique sera faible ; inversement, en période d'intermittence, les prix élevés du marché ne permettront pas à ces moyens de production non flexibles de capter suffisamment de valeur pour compenser les périodes de rémunération faible.

Qui plus est, ces phénomènes pourront apparaître à différentes échelles de temps, allant de l'infra journalier au pas hebdomadaire voire mensuel. **Pour les énergéticiens comme CNR, développeur et exploitant de parcs ENR, l'enjeu majeur résidera donc dans la capacité à déployer des solutions de stockage de masse d'électricité, dans le but de pouvoir mieux valoriser l'énergie produite que sur le seul marché de gros de l'électricité.**

CNR s'intéresse donc particulièrement au stockage de masse de l'électricité via le vecteur hydrogène (Power-to-gas) qui offrira le coût marginal de stockage le plus bas. En tant que responsable d'équilibre sur l'ensemble de ses parcs ENR, **CNR envisage d'implanter des unités de production et d'injection d'hydrogène (ou de méthane de synthèse) sur une ou plusieurs de ses usines hydroélectriques, en raccordement direct**, ce qui permettra d'optimiser les coûts d'accès au réseau et d'agir sur la production hydroélectrique le long du Rhône en synergie avec les parcs éoliens et photovoltaïques situés partout en France.

## TOTAL

TOTAL participe au développement du réseau de stations hydrogène en Allemagne. Pour décarboner l'hydrogène produit par vaporéformage, Total collabore au développement du CCS avec la Norvège. Ce projet avec le gouvernement norvégien et Statoil a pour objectif de mettre au point un modèle vertueux de gestion du CO<sub>2</sub>.

## SHELL

Shell construit un réseau de stations hydrogène en Allemagne, aux Pays-Bas, au Luxembourg, au Royaume-Uni, en Californie et au Canada. 63 stations seront en fonctionnement à fin 2018. Shell a l'ambition de diviser le coût des stations par deux à condition de construire 10 à 15 stations par an pendant 5 ans.

Shell souhaite participer au développement du marché français. La clef de la réussite passe par l'association des constructeurs automobiles, des énergéticiens et des pouvoirs

*publics. Des subventions à l'investissement pour les premiers déploiements sont nécessaires, le temps d'assurer une demande minimum en hydrogène.*

### III. L'hydrogène d'électrolyse, fondement d'un cercle économique et environnemental vertueux

L'hydrogène décarboné produit par électrolyse à base d'électricité renouvelable a le potentiel d'apporter des solutions pour la transition énergétique à condition qu'il démontre sa compétitivité sur des marchés d'amorçage et sur les marchés principaux à terme.

#### A. Analyse du prix de l'hydrogène produit par électrolyse

**Afin d'accélérer la compétitivité de l'hydrogène d'électrolyse face à l'hydrogène issu de vaporéformage, les deux leviers les plus efficaces concernent le coût de l'électricité consommée et le coût d'investissement des électrolyseurs.**

L'intérêt économique de la production d'hydrogène par électrolyse a récemment évolué en raison de trois facteurs principaux :

- **Depuis 2010, les coûts d'investissement des électrolyseurs PEM par exemple ont été divisés par 4<sup>6</sup>.**
- Des approches de type « trading » sont désormais envisagées pour optimiser le prix de l'électricité soutirée du réseau, ce qui n'avait pas été fait jusqu'à présent.
- **Les services rendus au réseau pourraient constituer une source de financement non négligeable.**

L'ensemble de ces éléments mis bout à bout a permis de définir des modèles économiques plus optimisés pour l'hydrogène d'électrolyse et d'ouvrir de nouvelles perspectives.

**A court terme, les niveaux de prix possibles pour l'hydrogène produit par électrolyse sont autour de 4-5 €/kg<sup>7</sup> et sont compatibles avec des usages commerciaux existants (développés au Chapitre ).**

**A terme (2030), sur la base d'une industrialisation forte de ces technologies, l'hydrogène produit par électrolyse peut devenir compétitif avec la production par vaporeformage<sup>6</sup>.** Ce mode de production représente 95% de la production actuelle, à un prix variant entre 1,5 et 2,5 €/kg<sup>8</sup>. Avec un prix du CO<sub>2</sub> à 100€/t, le coût de l'hydrogène produit par vaporeformage serait entre 2,5 et 3,5 €/kg. Un prix de 150 €/t de CO<sub>2</sub> amènerait les deux modes de production à un coût de production équivalent.

**De nouvelles technologies laissent également entrevoir des réductions encore plus importantes, comme l'électrolyse à haute température notamment (EHT).** Cette technologie consiste à électrolyser non plus de l'eau mais de la vapeur d'eau, dans des conditions de température élevées (700°C-850°C) et permet ainsi de réduire significativement le besoin en électricité pour convertir l'eau en hydrogène et oxygène.

<sup>6</sup> <http://itese.cea.fr/files/Lettreltese23/LI23.pdf>

<sup>7</sup> Annexe 2

<sup>8</sup> <http://www.cea.fr/Documents/Les%20technologies%20de%20l%e2%80%99hydrog%C3%A8ne%20au%20CEA.pdf>

Alors que les technologies PEM et alcaline actuellement commercialisées ont un rendement compris entre 60 et 70%, **à terme le rendement de l'EHT est compris entre 80% et 95% selon la source de chaleur utilisée permettant d'obtenir des prix d'hydrogène inférieur de plus de 15% par rapport aux électrolyses PEM et alcaline.**

**Par ailleurs, l'amélioration de la valorisation des services rendus au réseau par les électrolyseurs auraient un impact immédiat et significatif sur le prix de l'hydrogène d'électrolyse.** Dans ce but, il semble important de **mieux identifier et quantifier économiquement les services rendus au réseau par les électrolyseurs. Une étude sur ce sujet pourrait être confiée aux gestionnaires de réseau RTE et ENEDIS.**

#### *Le témoignage des industriels*

##### *Air Liquide*

*L'électrolyse Haute Température a une place importante à prendre dans la production d'hydrogène décarboné, et ainsi permettre de développer une **nouvelle filière industrielle, unique au monde dans laquelle Air Liquide à l'ambition de devenir un acteur industriel et commercial.***

*Dans le cadre de la création de H2Lab et du réseau HYFI, Air Liquide a engagé avec les partenaires de la recherche publique le développement d'un pilote de R&D (TRL6) d'électrolyseur EHT en 42 mois.*

##### *VINCI*

*L'électrolyse à haute température (EHT) ouvre pour la France de nouvelles perspectives industrielles clés, à un niveau qui arrive rarement :*

⌚ *Son rendement élevé et sa réversibilité permettent de stocker des énergies intermittentes à un coût compétitif lorsque la durée de stockage dépasse 30h. C'est un complément parfait à la batterie pour des applications de stockage massif d'Energie intermittentes*

🔄 *Sa flexibilité d'usage permet de créer une révolution en remplaçant les turbines à gaz, produisant de l'Energie électrique à partir de méthane naturel ou d'hydrogène.*

🔧 *Sa modularité permet d'industrialiser sa montée en puissance en permettant d'améliorer sa rentabilité en parallèle sur de multiples usages que nous avons répertoriés.*

*Vinci dispose de deux briques technologiques clés :*

- (1) le stockage de surface ou sub-surface avec ses filiales Entrepose et Geostock ;*
- (2) la compétence d'ingénierie et de construction d'usine de transformation gazière avec notre filiale « Entrepose contracting ».*

*Vinci souhaite s'investir dans l'industrialisation de l'EHT avec l'appui de la recherche publique.*

*Le soutien de l'état pour développer l'EHT, franchir les phases de recherche et d'industrialisation permettrait à la France de prendre une place de leader dans ce domaine. Les acteurs mondiaux se positionnent, la technologie développée en France est en avance, il est essentiel d'aller vite pour tirer parti de l'avantage compétitif actuel.*



## B. Une dynamique vertueuse

Le développement de la production d'hydrogène par électrolyse à un coût abordable initie naturellement trois dynamiques vertueuses, dont certaines peuvent avoir des effets de très court terme :

- **Il rend la décarbonation économiquement intéressante** pour des industries fortement émettrices de GES (cf. Chapitre ) qui ont intérêt à la faire dans le cadre de leurs obligations relatives à la Stratégie Nationale Bas Carbone.
- **Il donne un coup d'accélérateur à la décarbonation des transports** - secteur fortement émetteur – puisqu'il favorise l'émergence d'écosystèmes hydrogène locaux, condition indispensable à l'investissement des constructeurs français de véhicules<sup>9</sup>.
- **Il peut améliorer le bilan carbone du gaz naturel.** L'introduction d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel (« power-to-gas ») permet d'améliorer le bilan carbone du mélange, en complément de la méthanisation et de la pyro-gazéification<sup>10</sup>.

**L'étude réalisée par McKinsey à la demande de l'Hydrogen Council sur les marchés mondiaux de l'hydrogène à 2050 révèle l'impact conséquent de l'hydrogène sur tous ces marchés<sup>11</sup>.** Afin d'en évaluer l'impact, les parties prenantes de la filière française (l'AFHYPAC, Air Liquide S.A., Alstom, le CEA, EDF, Engie S.A., Groupe Michelin, Hyundai Motor Company France, Plastic Omnium, SNCF, Total S.A., Toyota Motor Europe) ont commandé à McKinsey, une étude prospective sur la place potentielle de l'hydrogène en France en 2050, avec une première projection à 2023 et une seconde à 2028. Ils ont également fait estimer les investissements nécessaires d'ici là<sup>12</sup>.

Selon la vision proposée par l'étude McKinsey pour la France, **à l'horizon 2050** :

- **L'hydrogène pourrait répondre à 20 % de la demande d'énergie finale et pourrait réduire les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> de ~55 millions de tonnes, soit l'équivalent d'un tiers des réductions supplémentaires de CO<sub>2</sub> à réaliser pour combler l'écart entre les objectifs de décarbonation de la France (Plan Climat) et le scénario de référence actuel.**
- **L'hydrogène et les piles à combustible permettraient de créer une industrie à part entière qui en 2050 représenterait un chiffre d'affaires d'environ 40 Md€, pour plus de 150 000 emplois, et qui compenserait du même coup le risque de perte d'emplois qui pèse aujourd'hui sur le secteur de l'automobile.**  
Considérant en outre les atouts dont dispose la France en matière de production d'hydrogène et de fabrication des équipements nécessaires, mais aussi du point de vue des composants et matériaux spécialisés, l'hydrogène pourrait ouvrir des **opportunités à l'exportation de l'ordre de 30 Md€ d'ici 2050.**

**Anticipés à des horizons de temps plus courts, cette étude suggère que certains de ces marchés pourraient effectivement émerger dès 2023** ou sur deuxième période de la PPE (entre 2023 et 2028) :

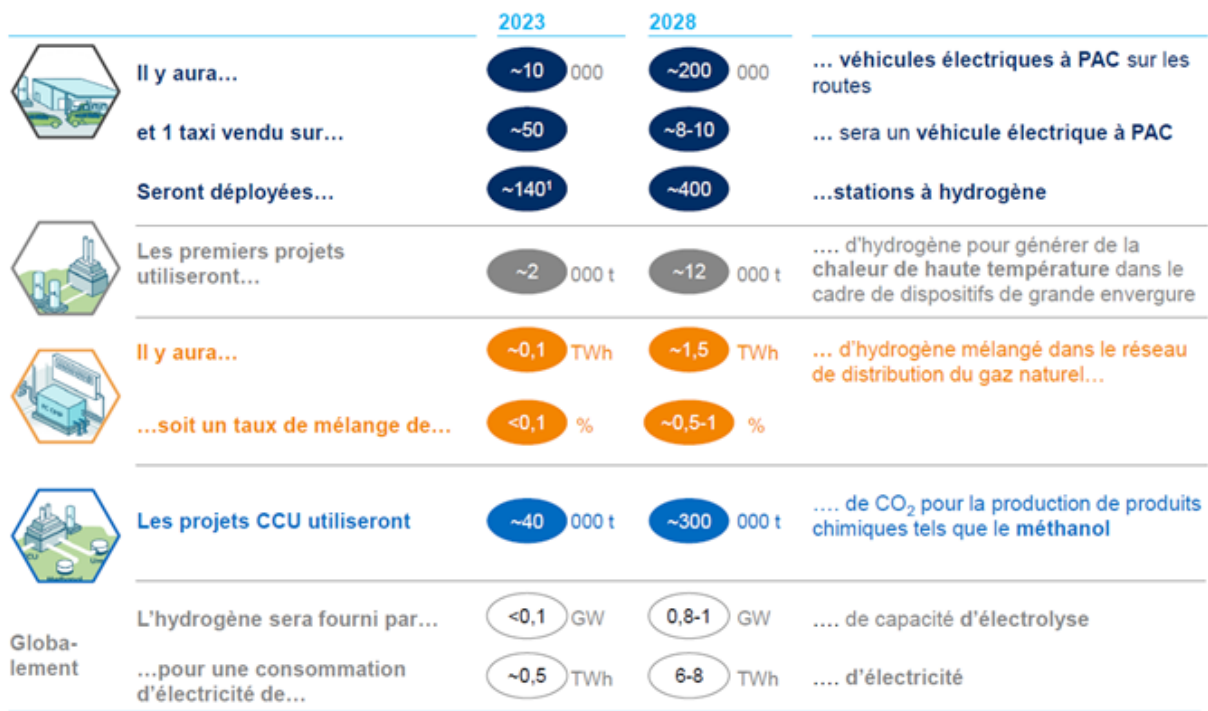
---

9 PFA, Position Technique de Filière sur l'hydrogène, novembre 2015 : <https://www.pfa-auto.fr/wp-content/uploads/2016/03/PTF-Hydrog%C3%A8ne.pdf>

10 Etude ADEME « Mix 100% EnR Gaz », à paraître en 2018

11 Etude "Hydrogen Scaling Up" – novembre 2017 / Hydrogen Council et McKinsey

12 Etude « Hydrogène : un choix d'avenir pour le système énergétique français » - février 2018 / Acteurs français - McKinsey



<sup>1</sup> Mix de petits, moyens et grands postes

SOURCE : équipe de l'étude Hydrogène France

12

Figure 2 : parts de marché potentielles des applications hydrogène à horizon 2023 et 2028 – Etude McKinsey

## IV. La priorité : développer les usages de l'hydrogène décarboné pour l'industrie

Pour développer le potentiel de l'hydrogène décarboné sans attendre, deux types d'industries sont particulièrement concernées :

- Celles qui consomment de l'hydrogène comme intrant (verrière, sidérurgie etc.) sous réserve de pouvoir concurrencer l'hydrogène produit à base d'énergies fossiles via des solutions d'électrolyse à haute performance en exploitant l'électricité décarbonée à bas coût.
- Celles qui produisent massivement du CO<sub>2</sub> (comme l'industrie cimentière, qui représente environ 4% des émissions mondiales). Elles peuvent en effet utiliser ce CO<sub>2</sub> combiné à de l'hydrogène pour produire du méthane de synthèse.

## A. Des marchés accessibles pour démarrer

En France, la production d'hydrogène industriel représente plus de 900 000 tonnes par an<sup>13</sup>. Les trois marchés les plus importants sont la désulfuration de carburants pétroliers (60%), la synthèse d'ammoniac principalement pour les engrais (25%) et la chimie (10%)<sup>14</sup>.

Malgré un besoin en déclin pour la production d'ammoniac (en raison du moindre usage d'engrais azotés), un taux de croissance global de 4 % par an lié à la croissance du raffinage est anticipé<sup>15</sup>.

**La très grande majorité de l'hydrogène industriel actuel est produit à partir de ressources fossiles :**

- le plus utilisé est le vaporeformage du gaz naturel, qui génère environ 10 kg de CO<sub>2</sub> par kg d'H<sub>2</sub> produit (41% de la production nationale),
- puis vient l'oxydation partielle des hydrocarbures émettant 13 kg<sub>CO2</sub>/kg<sub>H2</sub> (40% de la production nationale)
- enfin la gazéification du charbon peut générer près de 20kg<sub>CO2</sub>/kg<sub>H2</sub> (14% de la production nationale).

Les 5% restant sont produits par électrolyse, principalement dans l'industrie du chlore où l'hydrogène est un coproduit aujourd'hui majoritairement valorisé sur le site pour la production de chaleur et électricité (combustion/turbinage).

Ainsi, les procédés de production d'hydrogène représentent 1 à 2% des émissions totales françaises de CO<sub>2</sub>.

### **Décarboner l'hydrogène à usage industriel**

**L'hydrogène décarboné peut significativement diminuer l'empreinte carbone de la filière « hydrogène industriel ».** Les évaluations de prix de l'hydrogène par électrolyse présentées ci-avant montrent qu'il serait possible d'être **compétitifs pour des usages industriels diffus**. Environ 200 000 tonnes d'hydrogène sont transportées et distribuées chaque année par camion pour ces marchés (ex : verrerie, agroalimentaire, métallurgie, électronique).

Si l'hydrogène issu de vaporeformage est produit autour de 1,5 et 2,5 €/kg<sup>16</sup>, le conditionnement en bouteilles ou en cadres et le transport par camion font que des grands clients industriels de l'hydrogène s'approvisionnent aux alentours de 10 à 20€/kg, rarement en dessous de 8 €/kg<sup>15</sup>. L'impact environnemental lié à la production et au transport pourrait être réduit en proposant une production locale (partiellement décentralisée) ou directement sur site par électrolyse (totalement décentralisée).

Ainsi, avec **un hydrogène produit par électrolyse aux environ de 4,0 €/kg, il y a un potentiel de marché accessible :**

- **pour des clients de taille intermédiaire** (consommation entre 1000 et 10.000 T/an) avec production sur site,
- **pour des grappes de plus petits clients avec production locale** (selon les coûts de conditionnement et de transport).

13 <http://www.cea.fr/Documents/Les%20technologies%20de%20l%E2%80%99hydrog%C3%A8ne%20au%20CEA.pdf>

14 [http://www.afhyprac.org/documents/tout-savoir/Fiche\\_1.3\\_-\\_Production](http://www.afhyprac.org/documents/tout-savoir/Fiche_1.3_-_Production)

15 Source « Rapport sur la filière hydrogène-énergie » établi par le CGEDD et le CGEJET

16 [http://www.cea.fr/Documents/Les technologies de l'H2](http://www.cea.fr/Documents/Les%20technologies%20de%20l%E2%80%99H2)

Selon une étude de l'ADEME, **l'investissement initial de l'électrolyseur est le challenge principal à la conversion de ces usages, car le modèle économique serait d'ores et déjà rentable.** D'autres usages plus massifs pourraient également être plus pertinents pour le démarrage selon Air Liquide (étude à venir).

L'arrivée d'hydrogène décarboné dans les marchés industriels aurait des conséquences directes sur la consommation électrique française : **à titre d'exemple, l'introduction d'ici 2023 de 10% d'hydrogène d'électrolyse dans les usages industriels de l'hydrogène représenterait une production de 20 000 t d'hydrogène par an et consommerait 3 TWh d'électricité par an.**

**Pour amorcer le déploiement d'une première série d'électrolyseurs, un soutien à l'investissement, pourrait être mis en place via un fonds (cf. chapitre VI., partie C), qui pourrait notamment prendre la forme de prêts ou d'avances remboursables. Les critères de sélection de ce fond devront tenir compte en particulier de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée.**

*Le témoignage des industriels*

*Air Liquide*

*Pour lancer la production d'hydrogène décarboné au niveau industriel, Air Liquide ambitionne de développer un grand projet d'électrolyseur commercial (50 à 100 MW) pour l'industrie (sidérurgie, raffinage).*

### **La décarbonation des industries fortement émettrices de CO<sub>2</sub>**

L'industrie produit 20% des émissions de CO<sub>2</sub> en France, hors secteur énergie. Une voie étudiée pour limiter ces émissions est la captation/séquestration (CCS). La valorisation du CO<sub>2</sub> par l'hydrogène est également un axe investigué par des acteurs comme TOTAL, mais également par les cimentiers, responsables de 4% du CO<sub>2</sub> émis en France chaque année.

La recombinaison de l'hydrogène et du CO<sub>2</sub> conduit à produire des molécules de synthèse, qui peuvent être du méthane (on parle alors de « power-to-methane »), mais peuvent également être d'autres molécules telles que le méthanol, l'acide formique ou le diméthyléther (DME)<sup>17</sup> constituant potentiellement des additifs ou des carburants de synthèse contenant alors une part d'origine renouvelable au travers des atomes d'hydrogène produits par électrolyse.

Cette capacité de production d'un nouveau carburant sur ces sites émettant du CO<sub>2</sub> peut être valorisée à 3 niveaux :

- **A l'échelle du procédé industriel** lui-même en utilisant ce carburant plus vertueux pour alimenter les besoins en combustion. Ceci permet de traiter une partie du CO<sub>2</sub> en boucle fermée, le carbone étant ainsi piégé sur le site lui-même. Ceci permet de plus de diminuer le volume des carburants fossiles (et déchets carbonés pour les cimenteries) intrants et d'abaisser de fait les émissions de CO<sub>2</sub> fossiles.
- **A l'échelle du territoire** car une surproduction d'hydrogène pourrait être dimensionnée pour alimenter des stations-services de proximité. De même, une partie des carburants produits, surtout si c'est du méthane de synthèse, pourrait alimenter les flottes de camions

---

<sup>17</sup> "Le DME est particulièrement intéressant car il peut être utilisé comme diesel de substitution." Source "Panorama des voies de valorisation du CO<sub>2</sub>" juin 2010 - Etude réalisée par ALCIMED pour le compte de l'ADEME, conjointement avec le Ministère de la Transition Écologique et Solidaire

associées à l'activité industrielle du site, mais également les véhicules lourds de la collectivité environnante (bus, cars, bennes à ordures ménagères, engins de chantiers...). L'injection d'hydrogène et/ou de méthane dans le réseau de distribution local pourrait accompagner son verdissement.

- **A une échelle plus large**, par injection du méthane dans le réseau de transport de gaz naturel, ou en mettant en place une filière des carburants de synthèse qui se confond dans sa partie avale avec la production de synfuels produits à partir des bio-ressources (déchets en particulier). Si ce modèle peut être difficilement implantable dans un pays comme la France, il constitue un enjeu majeur pour un pays comme la Chine qui souhaite maîtriser ses émissions de CO<sub>2</sub> tout en ayant une industrie du ciment en pleine croissance. Le développement d'une filière industrielle française ou européenne sur l'électrolyse à haute température pourrait alors servir de base à une collaboration franco-chinoise sur le sujet.

**Afin de quantifier l'apport de la décarbonation grâce à l'hydrogène et de s'assurer que le bilan carbone de certaines activités industrielles est bien complet, il est nécessaire d'inclure l'hydrogène dans la réglementation relative aux gaz à effet de serre (ex. Base Carbone® gérée par l'ADEME, normes ISO 14064, 14069).**

#### *Le témoignage des industriels*

##### *Vicat*

*Le Groupe VICAT est un groupe cimentier, familial, implanté dans 11 pays et réalise aujourd'hui un chiffre d'affaire de 2,5 milliards d'euros. Depuis les années 80, Vicat a intégré verticalement, en complément au ciment, les activités granulats, béton prêt à l'emploi, produits pour le second œuvre, transport, pompage du béton.*

*Les émissions de CO<sub>2</sub> en France de l'industrie cimentière représentent 2,6% du total.*

*Dans une volonté nationale et européenne de diminuer au maximum et au plus vite ces rejets, et conscient de l'impact de son activité cimentière sur les émissions de CO<sub>2</sub>, Vicat a engagé depuis plusieurs années une politique de réduction de ses émissions, notamment par l'utilisation croissante de combustibles non-fossiles, mais aussi par le développement de produits et systèmes constructifs tout en conservant ses outils industriels en France, en les adaptant pour être non plus une contrainte pour les territoires d'implantation mais une solution.*

*Le process cimentier est un process industriel à feu continu, nécessitant une grande quantité d'énergie thermique et électrique. L'énergie électrique est majoritairement utilisée pour la préparation et le broyage des matières et l'énergie thermique est requise pour la réaction de transformation minéralogique de la matière.*

*Pour répondre à ces enjeux, l'hydrogène est une des solutions qui pourrait s'imposer. Produit par électrolyse à partir d'électricité renouvelable, il peut en effet être recombinaison par méthanation avec ce CO<sub>2</sub> capté sur les fumées. Le méthane produit (application « Power-to-Gas ») remplacera une partie des combustibles fossiles habituellement utilisés, ou pourra, selon les conditions économiques, être réinjecté dans le réseau.*

*En complément de cette application Power-to-Gaz, la valorisation du vecteur énergétique hydrogène pour des usages « électromobilité », et « industriels » (réinjection directe de l'hydrogène dans le four) peut être envisagée.*

*La cimenterie du futur deviendrait alors un véritable hub énergétique territorial et un outil de transformation fournissant chaleur, hydrogène et méthane de synthèse pour des usages de proximité.*

## B. Dans une trajectoire de décarbonation à long terme

La production d'hydrogène par vaporeformage est soumise au système d'échange de quotas d'émissions de l'Union européenne. Il est attendu que le prix de ces quotas augmente dans les années à venir du fait de la révision de la directive européenne encadrant le système d'échange, ce qui augmentera les incitations à privilégier les productions décarbonées.

La mise en place d'un objectif national de décarbonation associé à des mesures incitatives et/ou coercitives contraignantes en fonction de l'empreinte carbone des procédés industriels, permettrait de réduire progressivement dans le temps les émissions de GES de la filière.

Il convient toutefois d'en mesurer l'impact sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'hydrogène, et notamment auprès des industriels utilisateurs (notamment dans les secteurs de la chimie), lesquels, en cas de mesures contraignantes imposées dès aujourd'hui, pourraient perdre en compétitivité et être tentés de délocaliser leur activité.

**Un objectif indicatif d'hydrogène décarboné dans les usages de l'hydrogène industriel pourrait néanmoins être proposé, aux horizons de la programmation pluriannuelle de l'énergie (2023-2028). Cet objectif pourrait être fixé à 10% pour 2023 et 20 à 40 % pour 2028.**

**Cela nécessiterait la mise en place d'une traçabilité sur l'origine de l'hydrogène** (par exemple via des garanties d'origine) pour garantir aux utilisateurs finaux le caractère décarboné de l'hydrogène qu'ils consomment. **Un tel système pourrait être mis en place d'ici 2020, en lien avec les discussions européennes en cours concernant la refonte de la directive 2009/28/CE relative aux énergies renouvelables**, qui traite notamment du système des garanties d'origine. Pour préparer la mise en place de ce système un groupe de travail sous l'égide de la DGEC portant sur ce thème pourrait être mis en place.

Les industriels pourraient également explorer la possibilité de bénéficier de financements européens pour la mise en place de procédés de décarbonation innovants.

## V. Décarboner les transports : l'apport de l'hydrogène

**Afin d'accélérer la compétitivité des solutions de mobilité hydrogène, les deux leviers les plus efficaces concernent le coût d'investissement des véhicules et l'amélioration du taux de charge des stations, par exemple à l'aide de véhicules lourds qui sont de gros consommateurs d'hydrogène.**

**L'objectif fixé par le plan climat de fin des ventes de véhicules émettant des gaz à effet de serre à horizon 2040, conjugué à la multiplication des mesures de restriction d'accès aux centres villes pour les véhicules polluants, appellent au développement de la mobilité électrique.** Les transports représentent en effet 38% des émissions de GES en France - dont 95% issus du transport routier.

Si la mobilité hydrogène a initié ses premiers déploiements en France – du fait de ses intérêts environnementaux, de santé publique (pollution atmosphérique) et d'usage - la production d'hydrogène par électrolyse à un coût abordable apparaît comme un levier clef pour lui donner une nouvelle ampleur. Elle facilite en effet la constitution d'écosystèmes hydrogène locaux avec une forte implication des territoires, donnant ainsi corps, aux yeux des constructeurs et équipementiers nationaux, à un marché national.



## A. L'hydrogène comparé aux autres solutions de mobilité bas carbone

En l'état actuel des technologies, **l'hydrogène apparaît comme un complément pertinent à deux autres énergies valorisées dans le cadre de la transition énergétique :**

- Face à l'électrique batterie (plutôt adapté aux petits trajets en zones urbaines), l'électrique hydrogène présente trois avantages majeurs qui pourraient contribuer à terme à l'adoption de véhicules zéro émission par le plus grand nombre: un faible temps de recharge (3 minutes), une plus grande autonomie sans trop réduire la capacité de chargement des véhicules, et un coût plus faible du véhicule pour de grandes quantités d'énergie embarquée<sup>18</sup> ;
- Face au bioGNV, l'hydrogène offre un avantage en matière de réduction des émissions de polluant notamment (le bioGNV utilise un moteur thermique qui dégage entre autres des oxydes d'azote et du monoxyde de carbone).

**En termes d'empreinte carbone sur l'ensemble du cycle de vie, les véhicules à pile à combustible ont un bilan équivalent voire meilleur que celui des véhicules à batterie, notamment en raison de l'empreinte de retraitement des batteries.**

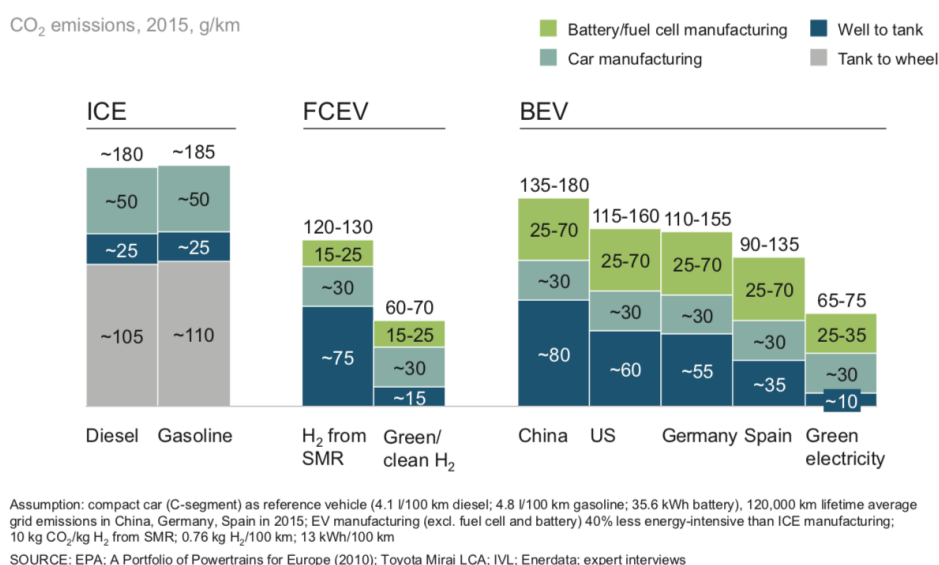


Figure 3 : Emissions de CO<sub>2</sub> sur l'ensemble du cycle de vie (source : Hydrogen Council 2017)

En termes économiques, les véhicules légers à pile à combustible sont à coût de l'énergie équivalent au diesel<sup>19</sup> à partir d'un prix de vente de l'hydrogène de 7 €/kg H<sub>2</sub> à la station de recharge<sup>20</sup>.

A ce jour, l'amélioration des technologies et des stratégies d'amorçage a permis de baisser le prix de l'hydrogène à la station de 30% en 5 ans<sup>21</sup>. Ce prix se décompose comme suit :

- Production : entre 1,5 et 6 €/kg selon la source (vaporéformage ou électrolyseur)

18 Le coût de la batterie est linéaire en fonction du nombre de cellules. Dans les véhicules hydrogène, le coût du réservoir n'est, lui, pas proportionnel à son volume.

19 Le prix du diesel pris comme référence ici est un prix TTC de 1,3€/L.

20 [http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/documents/Power\\_trains\\_for\\_Europe.pdf](http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/documents/Power_trains_for_Europe.pdf)

21 <http://www.afhypac.org/mobilite-hydrogene-france/>

- Conditionnement et transport par camion : entre 4 et 8 €/kg<sup>22</sup> (cette composante disparaît pour une production sur site et est réduite dans le cas d'une production locale).
- Remplissage (station H<sub>2</sub>) : entre 3 et 6 €/kg<sup>23</sup>
- Total : entre 8,5 et 16 €/kg HT selon la logistique considérée, sachant qu'il n'existe pas aujourd'hui de fiscalité spécifique (TICPE) à l'hydrogène utilisé comme carburant.

### **Le cas des véhicules hydrogène hybrides**

Les véhicules électriques hybrides à hydrogène (comprenant les véhicules à prolongateur d'autonomie hydrogène) combinent la possibilité d'effectuer des recharges électriques (à la prise, au tarif réseau) et des recharges hydrogène (à la station).

Une de leurs spécificités est d'accepter un prix d'hydrogène en station plus élevé que les véhicules « full power » pour un même coût global de l'énergie utilisée (électricité + hydrogène). En effet, le kWh d'électricité du réseau étant moins cher que le « kWh équivalent » issu de la pile à combustible, cela permet aux utilisateurs d'arbitrer entre le coût global de leur énergie et leur besoin d'autonomie ou de disponibilité. Par exemple pour un véhicule utilitaire léger, lorsque que la recharge hybride est utilisée, un prix de 8,5 €/kg H<sub>2</sub> TTC à la station permet l'équivalence de coût de l'énergie.

Ce niveau de prix facilite la rentabilité des premières stations. Sur ce segment, le modèle de recharge hybride est donc à la fois plus vertueux en termes de gestion de l'énergie (meilleure efficacité) et plus efficace en termes de couverture des coûts.

**Moyennant un soutien au démarrage, il serait donc possible d'avitailler des véhicules entre 7 et 9 €/kg<sup>24</sup>, équivalent au coût de l'énergie pour un Diesel<sup>25</sup>.**

**A terme, grâce notamment aux progrès espérés en termes de coût de l'électrolyse, l'hydrogène décarboné distribué en station devrait être à un niveau de prix compatible (< 7 €/kg) avec les besoins de la mobilité hydrogène.**

Mais le coût de l'énergie ou le prix du véhicule ne sont pas les seuls paramètres pris en compte par les utilisateurs potentiels. La disponibilité d'usage par exemple est un paramètre critique pour les sociétés de service qui gèrent des flottes de véhicules avec des kilométrages importants (35 000 km/an) et des rayons d'intervention assez vastes sur un territoire. Pour ces cas, les véhicules électriques à batterie sont encore peu opérants, ou bien nécessitent soit une recharge rapide forte puissance soit d'être complétés par des véhicules thermiques en secours. Les véhicules H<sub>2</sub> viennent ainsi remplacer à la fois les véhicules électriques (VE) et les véhicules thermiques, conduisant le gestionnaire de la flotte à réduire le nombre de véhicules, grâce à un usage optimisé. Le business model est à considérer non pour un véhicule mais bien pour l'ensemble de la flotte.

**Ainsi, la façon la plus pertinente d'effectuer une analyse économique du véhicule hydrogène ne se fait pas seulement à partir du prix du véhicule ou du coût de l'énergie mais sur le Coût Total de Possession (TCO en anglais) en regard des services rendus.** Plus un véhicule est utilisé, plus son TCO est intéressant comparé à un VE, comme présenté ci-dessous, selon l'étude menée par l'Hydrogen Council en 2017 :

22 Etude « PEPS », Enea consulting

23 Annexe 3

24 A noter que si une fiscalité spécifique venait à être appliquée à l'hydrogène utilisé comme carburant ou à l'électricité produite à partir de pile à combustible utilisée dans les véhicules, le coût de revient HT de l'hydrogène à la station devra diminuer à hauteur de la fiscalité imposée pour pouvoir rester dans cette fourchette.

25 Même hypothèse que précédemment sur le coût du diesel

TCO ranges<sup>1</sup> of different powertrain technologies, EUR/km (indexed)

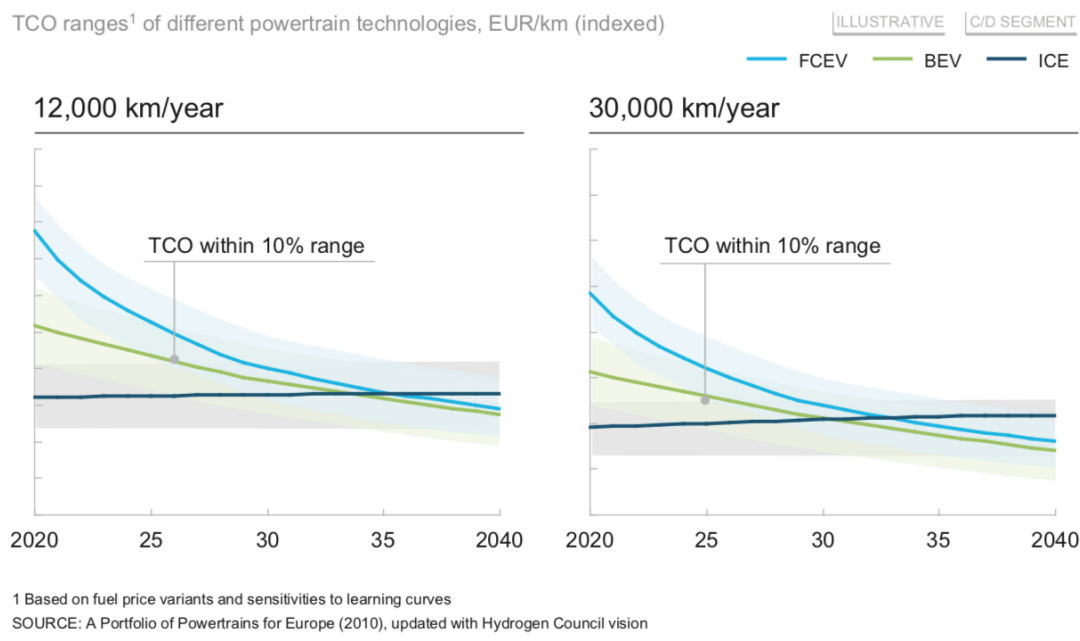


Figure 4 : Evolution des Coûts Totaux de Possession des véhicules à pile à combustible (source : Hydrogen Council 2017)

A ce jour, il y a encore un écart de TCO entre les véhicules légers à hydrogène et leurs équivalents Diesel en raison d'un besoin de massification des déploiements. Entre 2025 et 2030, l'écart de Coût Total de Possession des véhicules légers avec les véhicules Diesel serait inférieur à 10% et justifie l'intérêt de soutenir le lancement de ces véhicules.

**Pour accélérer la réduction des écarts de TCO, il y a un besoin de soutien sur les premières séries de véhicules et sur la logistique hydrogène (stations et transport d'hydrogène décarboné).**

## B. Le modèle de flottes et son infrastructure

Consciente des besoins au démarrage, **la Filière hydrogène française a bâti une feuille de route adaptée avec une priorité sur les véhicules utilitaires et les « flottes captives ».**

Dans cette approche, les stations et les véhicules sont proposés de façon simultanée aux entreprises et collectivités. **Les flottes permettent à la fois de rassurer les clients sur l'existence d'une infrastructure et de rentabiliser plus rapidement l'investissement réalisé dans les stations.**

**La multiplication des véhicules grand public paraît difficilement envisageable avant 2030.** A cet horizon, la multiplication des stations destinées aux professionnels permettrait toutefois un maillage suffisant du territoire pour que les particuliers ne soient pas contraints dans leur usage.

## C. L'offre de véhicules terrestres

**En 2017, le déploiement de l'offre des véhicules hydrogène en France repose principalement sur deux familles de véhicules :**

**les véhicules utilitaires** de type Hy-Kangoo, proposés par la société SymbioFC sur la base de E-kangoo auquel est intégré un pack prolongateur d'autonomie ; le véhicule complet présente

un prix de revient de 30 000 € environ. Une série de 10 000 véhicules permettrait de baisser ce prix à 23 000 €.

**les véhicules dits « full-power »** proposés par Hyundai (iX-35) ou Toyota (Mirai). La Mirai est pour l'instant proposée à 60 000 \$ pour une production de 3 000 véhicules par an<sup>26</sup>.

Déjà mis en œuvre sur plusieurs territoires métropolitains, près de 200 Hykangoo et bientôt 70 véhicules full-power roulent sur le territoire national, avec une infrastructure de recharge d'une vingtaine de stations-service réparties dans toutes les régions.

Le démarrage de cette offre reste relativement étroit à l'heure actuelle, mais il est à noter que des constructeurs travaillent à étoffer leur offre.

## D. Les véhicules lourds sont une application clé

Une des façons d'améliorer l'amortissement des stations de recharge hydrogène consiste à augmenter leur taux d'utilisation. Or **les véhicules lourds sont des consommateurs d'hydrogène plus intensifs que les véhicules légers (d'un facteur 5 à 10). Ils ont donc la capacité d'assurer un chargement de la station et des économies d'échelle** en permettant de déployer plus rapidement des stations de taille importante. C'est un point clé du modèle économique des stations de recharge.

**Mais les véhicules lourds (routier, ferroviaire, fluvial, maritime, aéronautique) sont également une application cible pour l'hydrogène en raison du besoin en puissance et en autonomie. Pour ces véhicules, le poids, l'encombrement et l'énergie embarquée des batteries sont trop pénalisants.** Le GNV apporte des solutions immédiatement mais ne permet pas d'atteindre une mobilité zéro émission à terme. L'hydrogène compense ces points faibles.

- Pour le **transport routier**, c'est le couple « autonomie - charge utile » qui segmente le mieux l'intérêt des technologies de propulsion bas carbone :

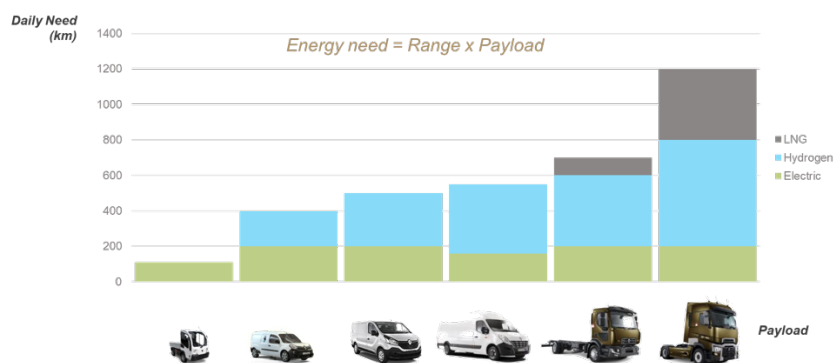


Figure 5 : Analyse des solutions les plus efficaces en fonction de l'autonomie journalière attendue et de la charge utile

SymbioFC annonce un prix autour de 450 000 € pour un camion 26 t ou une benne à ordures ménagères (véhicules non encore commercialisés) et le constructeur chinois Dongfeng, en partenariat avec le fournisseur de piles à combustible canadien Ballard, vient d'annoncer une série de 500 camions de livraison pour la ville de Shanghai, sans indication de prix.

- Pour les **transports publics**, le bus électrique à hydrogène présente en effet des performances équivalentes au diesel (rechargement, autonomie, vitesse...) contrairement aux bus à batterie. Pau, Versailles, Toulouse et Auxerre, par exemple, font le choix du bus électrique à

<sup>26</sup> <http://blog.toyota.co.uk/toyota-mirai-production-increased>

hydrogène dans leur démarche globale de transition énergétique. Elles intègrent les problématiques de surcoût, de formation et de disponibilité dans la définition de leur projet.

Un bus à hydrogène de 12 m coûte environ 450 000 € aujourd'hui<sup>27</sup>. Les prix ont baissé de 75% depuis 2010<sup>28</sup>.

- Les **liaisons fluviales et maritimes** électriques sont réduites actuellement du fait notamment des limites des capacités des batteries existantes ainsi que des contraintes de raccordement : leur puissance et leur énergie ne leur permettent pas d'être opérationnelles en cas de courant ou de vent trop fort. Le passage à un mode hybride batterie / H<sub>2</sub> permet d'accroître les performances et ainsi d'assurer la continuité du service public rendu, tout en préservant la réduction sonore et l'absence de polluants atmosphériques.

En France, les villes de Nantes et de La Rochelle expérimentent des solutions intégrées à leur réseau de transport public. Le navire autonome Energy-Observer illustre le potentiel de l'intégration des technologies de l'hydrogène dans un écosystème énergétique. En Allemagne, un navire à hydrogène est déjà déployé expérimentalement sur le port de Hanovre.

La réflexion sur l'Hydrogène fluvial et maritime doit s'inscrire dans les actions des assises du Port du Futur. Il y a de plus un besoin d'engager une réflexion avec l'ensemble des acteurs concernés (ministères, gestionnaires d'infrastructures) sur la simplification et d'harmonisation des procédures d'autorisation et d'homologation des bateaux et des solutions d'avitaillement hydrogène associées pour faciliter leur apparition.

- Les lignes principales du **réseau ferré français** sont aujourd'hui électrifiées. Cette électrification, qui est utile pour atteindre des vitesses élevées, permet de s'affranchir des motrices diesel qui émettent du CO<sub>2</sub> et des particules fines. Le coût d'électrification d'1 km de voie ferrée est estimé à plus d'1 million d'euro et n'est pas pertinent sur toutes les lignes<sup>29</sup>. Dans ce cadre des motrices à hydrogène pourraient assurer une électromobilité à moindre coût.

La région Bourgogne-Franche Comté travaille avec Alstom à expérimenter un train fonctionnant à l'hydrogène sur la ligne Auxerre-La Roche Migennes-Paris/Dijon.

**Les industriels de la filière ont identifié plusieurs cas pertinents et sont prêts à s'engager dans le développement et le déploiement de ces modes de transport.** Les équipementiers automobiles français, par exemple, ont réalisé des investissements importants dans le développement de composants hydrogène ces dernières années (Michelin<sup>30</sup>, Faurecia<sup>31</sup>, Plastic Omnium<sup>32</sup>) pour répondre aux intérêts des constructeurs automobiles mondiaux et visent des tailles de marché de l'ordre de 5 millions de véhicules en 2035.

---

27 <http://www.fuelcellbuses.eu>

28 Source : Ballard (Industriel canadien, l'un des principaux fabricants de piles à combustible)

29 « Rapport Duron » (Commission des orientations des infrastructures)

30 <https://www.usinenouvelle.com/article/michelin-confirme-son-interet-pour-la-pile-a-combustible-a-hydrogene.N261332>  
<https://www.usinenouvelle.com/article/michelin-confirme-son-interet-pour-la-pile-a-combustible-a-hydrogene.N261332>

31 <https://www.usinenouvelle.com/article/faurecia-et-le-cea-s-allient-dans-la-pile-a-combustible-et-l-hydrogene.N586673>  
<https://www.usinenouvelle.com/article/faurecia-et-le-cea-s-allient-dans-la-pile-a-combustible-et-l-hydrogene.N586673>

32 <http://bfmbusiness.bfmtv.com/entreprise/plastic-omnium-pret-a-mettre-100-millions-dans-la-pile-a-hydrogene-1177811.html>  
<http://bfmbusiness.bfmtv.com/entreprise/plastic-omnium-pret-a-mettre-100-millions-dans-la-pile-a-hydrogene-1177811.html>

## **Les deux axes de développement de véhicules lourds aujourd'hui sont le soutien au développement et le besoin de certification des composants :**

Un véhicule lourd nécessite des budgets de développement plus importants en raison du coût et de la complexité des prototypes. De plus, ils se rentabilisent sur de plus petites séries que les véhicules légers et ne permettent pas de diluer autant les coûts de R&D. A ce titre, il serait bénéfique de leur dédier des appels à projets spécifiques ou des thématiques dans les appels à projets.

Les composants pour l'usage d'hydrogène à haute pression, en particulier les réservoirs, nécessitent d'être qualifiés et certifiés pour être commercialisés. A ce jour, les seuls centres de qualification en Europe sont en Allemagne et en Suisse et il faut compter plusieurs mois pour obtenir les certificats. Afin d'accélérer le développement de composants français et de contrôler les matériels importés sur le territoire, un « centre international de qualification et certification de composants H<sub>2</sub> haute pression » en France aurait tout son sens<sup>33</sup>.

### *Le témoignage des industriels*

#### *La Plateforme Automobile Française (PFA)*

*Les grands équipementiers français sont sollicités par des constructeurs automobiles mondiaux et se sont positionnés, dans le cadre de leurs orientations stratégiques, sur la fourniture pour véhicules à pile à hydrogène. **L'émergence d'un marché de véhicules à hydrogène est conditionnée par l'existence d'un « écosystème hydrogène » bien plus large que la mobilité**, qui dépend essentiellement des stratégies énergétiques des États. Dans ce cadre, la mobilité hydrogène peut y avoir sa place, mais ne peut être à elle seule le facteur déclenchant d'un déploiement large de l'hydrogène.*

#### *PSA*

*Ces dernières années, les études de marchés n'avaient pas montré de pertinence de la techno en termes de besoins client, de capacité suffisante de stockage et distribution H<sub>2</sub>, de compétitivité par rapport aux autres technologies de traction, ni de business model. **Les conditions d'existence d'un écosystème « hydrogène » au sens large, vertueux environnementalement et économiquement, n'existaient donc pas.***

***Dans un contexte où la demande en électromobilité va croissant, cette technologie pourrait maintenant prendre une place sur les marchés, en complément des offres de véhicule électrique à batterie. PSA Groupe souhaite donc engager une flotte d'expérimentation grandeur réelle, impliquant l'ensemble de l'écosystème - clients, fournisseurs, opérateurs d'énergie, etc. - afin d'éclairer les conditions de réussite d'un marché étendu et rentable, pour envisager un déploiement plus large, si les conditions de marché et de rentabilité sont réunies.***

*Un support des pouvoirs publics en faveur de cette initiative, et globalement en faveur de l'ensemble des maillons de la chaîne de valeur du marché FCEV, permettra d'accélérer cette opportunité et contribuera à positionner les filières industrielles françaises au meilleur niveau sur cette technologie.*

#### *Michelin*

*Michelin a soutenu pleinement le projet « Zero Emission Valley (...) qui veut booster la mobilité hydrogène. A travers ce projet, la Région Auvergne-Rhône-Alpes veut déployer 20 stations hydrogène et une flotte de 1000 véhicules d'ici 2020. Économiquement, il s'agit d'anticiper et de préparer les solutions d'avenir pour les déployer ensuite à l'international.*

#### *Plastic Omnium<sup>34</sup>*

---

33 Source : Initiative France Hydrogène (HYFI) qui réunit les grands acteurs académiques de la recherche, dont le CNRS, le CEA, MinesParisTech, et une trentaine d'industriels.

34 NDLR : ce paragraphe n'est pas une citation mais une compilation du positionnement de l'industriel

Plastic Omnium est également résolument engagé « sur le chemin de l'hydrogène »<sup>35</sup>. L'entreprise estime ainsi que les années 2030 verront l'arrivée de la pile à combustible sur des voitures de moyenne et grande série (...). Pour regrouper ses compétences et fédérer les différentes briques technologiques de son "écosystème hydrogène", l'équipementier a créé Plastic Omnium New Energies, filiale de Plastic Omnium Auto Inergy. Cette nouvelle entité comprend PO Celltech, co-entreprise créée en 2016 avec la société israélienne Elbit Systems ainsi que deux autres sociétés acquises fin 2017 pour un montant total d'environ 20 millions d'euros. Plastic Omnium New Energies, forte de plus de 130 ingénieurs, a vocation à être renforcée dans les mois à venir. Ses dépenses annuelles de R&D et de fonctionnement sont d'environ 20 millions d'euros.

#### FAURECIA

Les technologies de piles à combustible sont complémentaires aux technologies de batteries notamment pour les véhicules commerciaux et les véhicules particuliers effectuant de longs trajets. Faurecia se positionne sur 60% de la chaîne de valeur principalement l'alimentation en hydrogène et la pile. Faurecia estime que leur maîtrise des systèmes complexes, leur capacité à travailler avec leurs clients et des partenaires de renom ainsi que leur savoir-faire industriel automobile leur permettront de rendre cette technologie compétitive dans la prochaine décennie.

Faurecia annonce vouloir faire rouler un véhicule à hydrogène entièrement équipé par leur soins en 2019. Ils visent un prix unitaire de 3 000€/pile, et un objectif de 0,7 milliard d'euros en 2030 de revenu additionnel.

#### SNCF

SNCF et ses filiales (ex : Kéolis et Géodis) sont des utilisateurs/opérateurs potentiels de véhicules légers, bus, camions et trains hydrogène. Ce sont les régions et les collectivités territoriales qui investissent dans les trains régionaux et les bus. SNCF les accompagne dans leurs choix technologiques en cohérence avec leurs politiques locales de mobilités. De plus, SNCF investigate actuellement la faisabilité technique et économique de **convertir la chaîne de traction diesel des trains avec de l'hydrogène**.

#### ALSTOM

En développant pour le marché allemand un TER hydrogène capable de circuler sur voies électrifiées et non électrifiées, ALSTOM est devenu un leader dans le développement des trains à hydrogène.

Il a fallu la volonté d'ALSTOM de s'investir dans une nouvelle filière technologique, l'engagement de plusieurs régions (Länder) à précommander une cinquantaine de matériels roulants et une région prête à servir de laboratoire pour co-investir dans la conception d'un prototype.

Ces travaux ont été réalisés sur le centre d'Alstom Transport à Tarbes qui dispose des moyens de qualification des technologies de l'hydrogène adaptées au matériel de transport ferroviaire.

Les spécifications du TER allemand ne sont pas transposables au marché français. Alstom serait prêt à faire les efforts industriels nécessaires pour répondre aux besoins spécifiques des régions françaises et développer de nouveaux modèles de trains TER hydrogène. Alstom souhaiterait pouvoir s'appuyer sur un partenariat public-privé avec une implication des territoires inspirée du modèle allemand.

#### Dassault

Dassault a identifié **plusieurs applications sur ses avions**. Les Piles à Combustibles peuvent assurer des fonctions de production d'énergie d'appoint (typiquement alimentation autonome d'une charge utile embarquée en cabine, comme par exemple sur les Falcon Spéciaux, ou alimentation des galeries sur les avions commerciaux) ou des

---

35 <http://www.autoactu.com/plastic-omnium-progresse-sur-le-chemin-de-l-hydrogene.shtml>



*fonctions plus essentielles dans l'avion (alimentation en puissance de l'avion en cas d'ultime secours ou, à terme, remplacement de l'APU – Auxiliary Power Unit).*

*Pour l'aviation générale ou certains UAV (Unmanned Aerial Vehicles), les PàC peuvent même être envisagées pour assurer la propulsion électrique de l'aéronef, avec une meilleure endurance et des capacités de mission accrues par rapport à une alimentation par batteries.*

*Les aéroports et aérodromes ont déjà été identifiés comme des emplacements pertinents pour le déploiement d'une infrastructure de recharge en hydrogène (voir l'exemple du projet HYPOR en Occitanie), car ils représentent des nœuds autour desquels peuvent coexister tous les types de mobilité : véhicules et engins de piste, mais aussi bus, véhicules de location et taxis pour le côté ville.*

#### SAFRAN

*La stratégie de Safran, au travers des feuilles de route technologiques mises en place, vise maintenant à étendre **l'utilisation de l'hydrogène au système propulsif des aéronefs**, dans des configurations hybrides associant propulsion thermique et propulsion électrique. Cette nouvelle étape passe par le développement de piles à combustible plus puissantes et, pour les applications de l'aéronautique commerciale, par la mise au point de solutions d'emport de quantités d'hydrogène plus importantes à bord des aéronefs, nécessitant a priori un stockage sous forme liquide (LH<sub>2</sub>). Elle ouvre ainsi la voie aux études et développement de la **future génération d'aéronefs qui sera nativement conçue pour accueillir la technologie hydrogène.***

#### Naval GROUP

*Un ensemble de travaux des parties prenantes doit être conduit, notamment une étude de situation de la disponibilité de l'approvisionnement en hydrogène « propre » et de déterminer les verrous pour le développement des stations d'approvisionnement en hydrogène des navires maritimes et fluviaux. Ce point étant particulièrement structurant car des acteurs du domaine fluvial manifestent dès à présent leur très grand intérêt pour ce type d'énergie afin de s'inscrire volontairement dans les actions de maîtrise de la transition énergétique. Il sera de plus important d'identifier les verrous réglementaires structurants.*



## VI. Les Territoires agrègent les acteurs autour de projets structurants

**Si le développement de la production d'hydrogène par électrolyse répond parfaitement aux nouvelles attentes des territoires, il favorise aussi l'émergence d'écosystèmes hydrogène locaux** – c'est-à-dire la combinaison d'un plan de déploiement de la mobilité hydrogène conçu avec une optique d'aménagement du territoire, d'un recours aux énergies renouvelables produites localement et d'un système financier pour couvrir les risques de commercialisation.

**Les régions qui croient en ces écosystèmes les accompagnent naturellement au niveau financier, les industriels impliqués étant de nature à créer des emplois locaux**<sup>36</sup>. Ces écosystèmes sont donc la condition pour que les industriels, y compris les grands constructeurs nationaux et les grands équipementiers de l'automobile, investissent le marché.

### A. Les écosystèmes émergent au niveau de la maille territoriale

Les territoires sont encouragés à développer la mobilité hydrogène et exigent de l'hydrogène décarboné :

- Pour remplir leurs obligations en matière de développement des EnR et de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, qui n'ont cessé de croître depuis la loi Grenelle 1 du 3 août 2009. Le Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), créé par la loi Notre de 2015, impose notamment aux régions de définir des objectifs obligatoires en matière de maîtrise de l'énergie, d'atténuation du changement climatique, de lutte contre la pollution de l'air.
- Pour trouver des ressources complémentaires et faire face à la diminution des dotations de l'Etat. La production locale d'EnR apparaît alors comme un outil de développement territorial durable, capable de créer des emplois locaux et de générer de nouvelles ressources financières. Les Territoires à Energie Positive (TEPOS) visent ainsi de produire 100% de leur électricité à partir d'EnR.

Les territoires ont la capacité de créer un lien entre la production industrielle d'hydrogène décarboné et la mobilité hydrogène au travers d'écosystème hydrogène locaux.

Pour ce faire, **la production locale d'hydrogène d'électrolyse doit pouvoir bénéficier à d'autres usages** que la mobilité, par exemple à d'autres clients industriels plus petits grâce à la mise en place des capacités de conditionnement (ex. centre logistique) à proximité des électrolyseurs pour ouvrir des débouchés hors site de production.

**Des modèles de partenariat public-privé ont été développés afin de réduire les risques des premiers écosystèmes hydrogène.** Le projet « Zero Emission Valley » en Auvergne Rhône-Alpes-Auvergne par exemple, qui vise à déployer un écosystème constitué de 15 électrolyseurs, 1 000 véhicules hydrogène et 20 stations, a développé un modèle de partage des risques se basant sur un investissement partagé entre industriels et une structure de pilotage régionale dédiée.

Son modèle économique vise la création d'une structure dédiée (ex. S.A., SEM...) pour le partage du risque d'investissement initial et met en place une garantie de revenus sur les premières années pour les opérateurs de stations hydrogène. Une fois que suffisamment de véhicules viennent se ravitailler,

---

36 Voir Annexe 1 pour la présentation des PME françaises dans les territoires

la structure récupère une partie des bénéfices pour compenser la garantie apportée les premières années. Ce modèle vise une création de valeur sur le long terme avec l'objectif d'atteindre en 10 ans un modèle de marché qui fonctionne ensuite sans subventions. Ce modèle économique a été validé par un établissement bancaire<sup>37</sup> et a permis au projet d'être lauréat d'un financement européen<sup>38</sup>.

D'autres territoires se positionnent déjà pour déployer des écosystèmes hydrogène locaux prenant en compte leurs spécificités territoriales, comme la présence de sources d'énergies renouvelables, d'acteurs industriels leaders dans leur domaine ou de potentiels de clients de mobilité importants (Normandie, Occitanie, Hauts de France, Ile-de-France, Bourgogne Franche-Comté...).

**L'objectif est que les territoires s'approprient et valident l'intérêt économique des chaînes de valeurs créées (des EnR au marché d'absorption).** Tirer ensuite un retour d'expérience des modèles des premiers partenariats publics-privé en vue de la définition d'un cadre-type de partenariat pourrait alors permettre de faire émerger d'autres projets territoriaux plus rapidement.

Au travers de ces déploiements d'écosystème territoriaux, **l'objectif proposé est d'arriver d'ici à 2023 à multiplier les déploiements et d'atteindre au total en France :**

**5000 véhicules légers,  
200 véhicules lourds,  
100 stations hydrogène,  
75 électrolyseurs (38 MW).**

**A l'horizon 2028, la fourchette suivante pourrait être proposée : 20 000 à 50 000 véhicules légers, 800 à 2000 véhicules lourds et 400 à 1000 stations.**

**Certains acteurs de l'automobile imaginent une montée en puissance plus rapide des flottes, allant jusqu'à un facteur x3 ou x4 des objectifs 2028.**

Ces objectifs sont à comparer à une situation, début 2017, de 15 stations pour environ 200 véhicules.

**L'hydrogène est de plus un moyen pour les territoires ruraux de bénéficier de la transition énergétique** pour répondre à leurs besoins de mobilité, dont on sait qu'ils sont essentiels pour l'activité de ces bassins de vie.

Les territoires ruraux présentent un paradoxe : ils sont ceux qui fourniront l'énergie renouvelable aux villes (développement des EnR sur les surfaces), mais ils sont aussi parfois enclavés et exclus en partie de la révolution sur la mobilité électrique. On considère généralement que ce seront eux qui utiliseront l'essence et le diesel en dernier, ce qui pourrait donner l'impression d'une fracture territoriale.

## **B. Pour les ZNI, la mise en place d'écosystèmes hydrogène serait un levier majeur de la transition**

Les zones non interconnectées sont des territoires particuliers et nécessairement prioritaires pour des expérimentations et déploiements pilotes dans le domaine du stockage et notamment de l'hydrogène. Ces territoires (îles métropolitaines et d'outre-mer, Corse, Guyane) ont des objectifs de déploiement accéléré des énergies renouvelables. Les PPE spécifiques à ces territoires prévoient en effet plus de 50% d'EnR à l'horizon 2023 (Martinique, Mayotte, Corse), voire pour certains plus de 65% (Guyane, Guadeloupe, Réunion). La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe un objectif d'autonomie énergétique pour les départements d'outre-mer à l'horizon 2030 et un objectif intermédiaire, 50% d'énergies renouvelables, à l'horizon 2020.

---

37 Caisse des Dépôts et Consignation

38 [https://www.auvergnerhonealpes.fr/cms\\_viewFile.php?idtf=1909&path=CP-ZEv-20-12-2017.pdf](https://www.auvergnerhonealpes.fr/cms_viewFile.php?idtf=1909&path=CP-ZEv-20-12-2017.pdf)

Cette volonté de décarbonation de l'énergie sur ces territoires est freinée par l'absence de solution de stockage adaptée et compétitive. En témoigne l'arrêté du 23 avril 2008 autorisant les opérateurs à déconnecter les capacités de production éoliennes et photovoltaïques du réseau public de distribution lorsque « la somme des puissances actives injectées par de telles installations atteint 30 % de la puissance active totale transitant sur le réseau »<sup>39</sup>, même si les PPE de certaines ZNI prévoient déjà une première hausse de ce seuil.

Des systèmes de stockage hybridant batteries et technologies hydrogène, pour une gestion des énergies intermittentes allant du réglage de fréquence par le stockage primaire et secondaire, jusqu'au stockage inter-saisonnier, pourraient apporter une contribution décisive à l'équilibrage de ces réseaux fortement chargés en EnR.

De plus, ces territoires ne bénéficient pas de la présence de réseaux de gaz, affichent des besoins de mobilité accrus et spécifiques (terrestres et maritimes) et des réseaux électriques limités et couvrant partiellement leurs superficies. La diversification des usages de l'hydrogène (valorisation sous forme électrique, chaleur, gaz et mobilité) en fait un vecteur d'excellence pour ces territoires, car il peut être stocké et transporté en tout point du territoire et stocké à la demande pour tel ou tel usage. Cette vision systémique de l'hydrogène au service d'un territoire prend très vite tout son sens dans le cas des ZNI.

Enfin, les ZNI offrent à nos industriels la possibilité de premiers déploiements de leurs technologies et ainsi de présenter l'offre technologique française pour proposer très vite ces solutions dans des pays où le contexte énergétique est très différent de celui de la métropole et où il faudra proposer dès demain des solutions propres et robustes pour répondre aux enjeux de l'accord de Paris, en particulier dans le soutien aux pays en voie de développement.

Cette capacité à l'export vient accroître les volumes de marchés et de fait accélère le développement et la baisse de coût de ces technologies. Cet objectif est d'ailleurs clairement défini par la Commission européenne qui préconise que les ZNI servent à la fois de « pilotes » et de « vitrines au niveau international<sup>40</sup>».

Les Collectivités de la Corse et de la Guyane ont proposé des projets de grande ambition autour de l'hydrogène-énergie pour accompagner les enjeux de développement économique qui leurs sont propres.

Il est désormais indispensable de les accompagner dans la mise en œuvre de leurs programmes structurants respectifs :

- HYPACORSICA pour la Corse, lauréat en 2016 de l'appel à projet « territoire hydrogènes »
- GUHYANE (Gestion et Usages de l'Hydrogène Associés au Numérique pour une Economie solidaire) pour la Guyane, évalué favorablement dans le cadre de l'action « Territoire d'innovation de grande ambition »

## C. L'accompagnement des territoires

**Afin de faciliter la mise en place des projets dans les territoires, les porteurs de projets soulignent le besoin de bénéficier d'un interlocuteur privilégié au niveau national.**

---

39 Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique

40 Annexe II à la communication de la Commission européenne intitulée "Des énergies propres pour tous les Européens" du 30 novembre 2016.

**Ils souhaitent qu'une agence puisse les informer** sur les mécanismes d'aides au montage de projet, les aider sur le traitement des thématiques économiques et réglementaires, et la coordination globale des parties prenantes. Cela consiste notamment à pouvoir orienter les collectivités et les industriels vers les bons interlocuteurs institutionnels en fonction de leurs questionnements et de décliner ces approches dans les territoires. **L'ADEME possède l'expertise et l'antériorité nécessaire et serait à même de remplir ce rôle à la fois au travers de sa structure nationale et de ses antennes régionales.**

**Une des attributions de cette agence pourrait être de soutenir les premiers déploiements à l'aide d'un fonds.** Au regard du niveau de maturité des technologies et du caractère encore non standardisé et variés des projets émergeant, cette solution semble plus adaptée qu'un dispositif de soutien sous forme de tarif d'achat ou d'appel d'offres qui pourront être mis en place par la suite.

**La création d'un fonds dédié ou l'adossment à un fond existant est souhaité par les parties prenantes** et permettrait, sur les projets identifiés comme prioritaires par l'ADEME, en tant qu'agence de l'hydrogène, un soutien économique.

**En parallèle, les territoires ont exprimé un besoin de soutien au montage des modèles d'affaires des écosystèmes hydrogène, à la définition de stratégies commerciales et à l'exploitation d'infrastructures.**

**Les industriels pour leur part souhaitent pouvoir décliner dans d'autres territoires les modèles ayant permis à des projets de se matérialiser** (ex. Zero Emission Valley) et accélérer le déploiement de leurs technologies.

Dans ce double but, **H2 Mobilité France (consortium d'acteurs privés et publics autour de l'hydrogène utilisé pour la mobilité) souhaite initier une structure projet d'Assistance à Maîtrise d'Ouvrage.**

Cette structure définirait avec les Régions le business model spécifique à leur territoire puis les accompagnerait dans le déploiement concret des équipements et véhicules, en lien avec les industriels. Elle réaliserait également le montage de dossiers pour répondre aux appels à projet français ou européens, par exemple ceux associés au fond Hydrogène envisagé dont la gestion serait confiée à l'ADEME. Cette structure nécessiterait une expertise marketing et commerciale forte et ne serait pas positionnée au sein de l'ADEME pour ne pas créer de conflit d'intérêt entre l'assistance au montage de dossiers de financement et l'évaluation de ces mêmes dossiers.

Si plusieurs Régions ont manifesté leur volonté de développer des écosystèmes, la mise en œuvre pratique peut s'avérer complexe, même avec un AMO. En effet, **les Régions ne disposent pas des compétences pour déployer des électrolyseurs ou des stations par exemple.** Elles ne peuvent qu'établir des schémas directeurs (SRADDET) et ne disposent pas en général des outils classiques (ex. SEM, SEMOP) pour créer des structures opérationnelles, ce qui les oblige à des circonvolutions administratives complexes pour respecter le cadre légal tout en soutenant les projets locaux. **Ouvrir un droit à l'expérimentation ponctuel leur permettrait de mettre des écosystèmes hydrogène en place plus rapidement et plus efficacement.**

De plus, pour accompagner la mobilité, certaines Régions sont prêtes à financer le surcoût total des véhicules hydrogène comparé au thermique. Mais les aides sur les véhicules sont limitées à 50% du surcoût, malgré la possibilité dans les lignes directrices de la réglementation européenne de monter jusqu'à 100% lorsqu'un régime d'aides d'Etat est signifié par un Etat membre. **Sous réserve d'une notification à la Commission européenne, les Régions pourraient couvrir le total du surcoût des véhicules à hydrogène et ainsi faciliter grandement leur adoption. Un accompagnement de l'Etat en ce sens serait utile.**

## D. Les besoins de réglementation

Dans le contexte de création d'écosystèmes, l'amélioration du cadre réglementaire<sup>41</sup> ne peut qu'encourager encore la production d'hydrogène décarboné, soit à la station, soit en utilisant les capacités de production des électrolyseurs installés dans le cadre de production industrielle.

Le travail important réalisé jusque-là avec les parties prenantes pour clarifier les réglementations devra se poursuivre - l'installation de station avec électrolyseur via une simple déclaration ICPE est en voie d'être facilitée – pour accompagner les développements technologiques. Le cas échéant, ces discussions pourront conduire à faire évoluer l'arrêté ministériel de prescriptions générales pour tenir compte des nouveaux schémas de développement des stations de distribution d'hydrogène.

**La clarification des textes européens sur la notion de « quantités industrielles » ainsi que la création d'une rubrique adaptée de la nomenclature ICPE relative aux stations de distribution d'hydrogène et d'un arrêté ministériel de prescriptions générales associé d'ici mi 2018 permettront de faciliter le développement des projets.**

### *Le témoignage des Régions*

#### *Auvergne Rhône-Alpes*

*La Région Auvergne Rhône-Alpes ambitionne de devenir le premier territoire à hydrogène en France et en Europe. Elle veut dans ce cadre être une Région leader sur le développement durable et accélérer le déploiement de l'hydrogène comme vecteur énergétique et propre.*

*C'est dans cette perspective que la Région a candidaté à l'appel à projet européen Blending call 2017, en présentant un projet d'envergure sur le déploiement de la mobilité zéro émission sur son territoire. Le programme Zero Emission Valley a pour objectif de faire d'Auvergne-Rhône-Alpes la région leader de la mobilité hydrogène en Europe en accélérant le déploiement de véhicules à pile à combustible et de stations à hydrogène dans toute la région.*

#### *Occitanie*

*L'hydrogène a un rôle prometteur à jouer dans la réussite de la transition énergétique, dans le développement de l'économie régionale, nationale mais aussi des territoires. Ces technologies portent avec elles des enjeux industriels majeurs pour l'Occitanie, notamment dans le domaine des transports, du ferroviaire, et de l'aéronautique. La Région Occitanie/Pyrénées-Méditerranée a l'ambition de devenir la 1ère région à énergie positive d'Europe à l'horizon 2050. Elle souhaite être la première région française à se doter d'une stratégie et d'un plan opérationnel intégrant l'hydrogène énergie et ses applications.*

*Le projet HyPort s'inscrit ainsi dans cette dynamique régionale, voulue exemplaire.*

---

<sup>41</sup> Les retours d'expérience aident la DGPR à faire évoluer la réglementation. Il est à noter qu'il n'y avait pas de cadre sur les stations elles-mêmes jusqu'à présent.

### *Ile-de-France / Paris*

*La Ville de Paris et la Région Ile-de-France ont décidé de définir une stratégie pour le développement de la filière hydrogène énergie sur le territoire, dans laquelle l'hydrogène serait produit exclusivement à partir d'énergies renouvelables ou de récupération.*

*L'objectif est de réaliser un schéma de déploiement et de développement d'infrastructures pour la production et l'utilisation d'hydrogène à court, et moyen termes sur les territoires de la Ville de Paris et notamment dans l'optique des Jeux olympiques de 2024. Le schéma de déploiement prendra en compte les différentes feuilles de route nationales et européennes, les études macro-économiques internationales et les prises de position politiques et économiques préfigurant les futurs investissements dans la filière.*

### *Bourgogne-Franche-Comté*

*La Bourgogne Franche-Comté se positionne résolument dans le développement de l'hydrogène pour la transition énergétique, et ambitionne de démontrer les applications de « l'Hydrogène-Economie » sur toute sa chaîne de valeur.*

*La recherche et la filière industrielle dans notre région sont des atouts pour développer cette stratégie aussi bien en comptant sur la présence de centres de recherche, de grands groupes (PSA, Alstom , GE...) et d'un tissu PME- ETI et de start-ups à même d'apporter leur savoir-faire au développement de la filière hydrogène.*

### *Nouvelle Aquitaine*

*La région Nouvelle Aquitaine s'est engagée dans la création d'un corpus de compétence autour du matériau composite pour répondre aux enjeux technologiques des énergies renouvelables et du stockage de l'énergie. Il s'agit en particulier de s'appuyer sur les industriels de la région, STELIA et ARKEMA pour développer une offre compétitive de stockage de l'hydrogène dans des réservoirs composite avec l'appui de Faurecia du programme FORCE de réduction du coût de la fibre de carbone et de la plateforme CANOE. Cet écosystème autour du matériau composite va également bénéficier au ferroviaire, l'aéronautique ou l'éolien (recyclage, packaging batterie, ...).*

## VII. L'industrialisation, l'innovation et la recherche au service de la compétitivité française

Les programmes de recherche technologique sur l'hydrogène conduits depuis plus de 10 ans en partenariat public-privé ont eu un impact important sur l'émergence de nouveaux acteurs industriels sur cette filière avec notamment (la liste n'est pas exhaustive) Areva SE, STELIA COMPOSITE, RAIGI, POWIDIAN, SYLFEN, TRONICO, AD-VENTA, HYSEAS, ERGOSUP, ATMOSTAT , McPhy et Symbio, et la continuité de l'implication de grands groupes comme Michelin, Faurecia, Renault Truck, Plastic Omnium, Air Liquide, EDF, Peugeot, Total, Engie.

Ces programmes de recherche ont permis le transfert de technologies de pointe, au meilleur niveau mondial dans les domaines suivants :

- de la pile à combustible PEM (CEA avec Faurecia, Symbio, Plastivaloire et Zodiac, ... ; CNRS avec SAFRAN, AREVA SE ...)
- du stockage embarqué (CEA avec RAIGI, McPhy ; CNRS avec MAHYTEC)
- de l'électrolyse haute température (CEA avec SYLFEN)

Ainsi, aujourd'hui une trentaine d'industriels sont maintenant prêts à déployer leurs efforts à l'échelle commerciale. Ils ont décidé au cours de l'année 2017 de se regrouper autour d'une initiative commune qui associe les acteurs de la recherche publique. Ils visent à mutualiser leurs travaux ainsi que les investissements nécessaires à la conduite des preuves de concept, des tests de qualification et de tous autres travaux permettant d'accélérer **l'innovation sur 3 domaines de la chaîne de la valeur de la filière hydrogène : Electrolyse Haute Température, Pile à Combustible et réservoir embarqué.**

En effet, l'industrialisation de l'électrolyse à haute température est un nouveau marché à prendre où la France peut être compétitive grâce à son avance en recherche. Plusieurs industriels s'intéressent à investir dans ce domaine. **Cette filière électrolyse sera à la base de toute action volontariste de la France dans le domaine de l'économie de l'Hydrogène.**

Le coût de fabrication de la pile à combustible PEM peut décroître de façon très importante notamment en utilisant la fabrication additive et l'industrialisation à grande échelle. Les équipementiers français s'attaquent à ce problème en collaboration avec les organismes de recherche.

Le réservoir à haute pression est l'élément dont l'optimisation et la réduction des coûts posent le maximum de difficultés. C'est un véritable défi à l'échelle européenne qui intéresse tous les constructeurs du monde automobile.

Pour les chaînes de traction électriques hydrogène qui seront intégrées dans les plates-formes automobiles à venir, l'élément-clé à maîtriser pour les constructeurs sera par conséquent l'association « **pile à combustible et son réservoir** ». Pour les réservoirs, la France ayant anticipé dans le cadre de différents projets portés par les équipementiers (PO, Faurecia), un leadership européen, notamment vis-à-vis des besoins de l'Allemagne pourra être atteint.

## A. Pousser l'industrialisation des technologies actuelles

### Développer les outils de production

Si la plupart des technologies nécessaires à ces déploiements sont déjà au stade de la commercialisation, elles sont encore dans un mode de production de petites séries.

La mise en œuvre de ce plan national doit permettre de changer de dimension en développant les outils de production conduisant à la massification, synonyme de baisse des coûts nécessaire à la compétitivité des entreprises.

Contrairement à certains pays comme le Japon où de grands groupes comme Toyota développent leurs produits dans un mode vertical (du composant à l'intégration final), **le modèle français est plutôt dans un mode horizontal où les intégrateurs, tels que les constructeurs automobiles ou les grands énergéticiens, s'appuient sur un tissu d'équipementiers constitué de quelques ETI et surtout de nombreuses PME, voire des startups.**

**C'est donc cet écosystème complet qu'il faut déployer en coordonnant la montée en puissance des différentes filières industrielles avec les mesures d'accompagnement des pouvoirs publics visant les amorces de marchés.**

### Révéler les plans d'actions des écosystèmes industriels

Les différentes sollicitations au travers d'entretiens et questionnaires réalisés avec les industriels ont permis de révéler la montée en puissance de consortiums industriels qu'il conviendra d'approfondir dans le cadre de la mise en œuvre de plans d'action (second trimestre 2018) :

- Une filière électrolyse avec les énergéticiens français et des équipementiers,
- L'industrialisation de nouvelles plates-formes de véhicule (notamment camion et camionnette) avec les acteurs de la PFA,
- L'industrialisation d'un réservoir de type 4<sup>42</sup> avec équipementiers de l'automobile et de l'aéronautique et un industriel chimiste,
- L'industrialisation de piles à combustibles pour les domaines de l'aéronautique, du ferroviaire et du naval avec les principaux acteurs industriels des secteurs concernés.

Ainsi, des projets industriels pourraient être lancés dès fin 2018.

### **Se donner les moyens de qualifier, homologuer et certifier les technologies françaises**

Au-delà des outils de production et des consortiums en cours de montage, il est indispensable de s'assurer que les technologies hydrogène répondront aux normes et réglementations imposées en France et au niveau international.

Pour cela deux types d'actions sont nécessaires.

La conduite d'un programme de normalisation cohérent sous l'égide de l'AFNOR est un instrument indispensable à l'émergence et à la stabilisation des marchés des technologies de l'hydrogène. **La norme offre des réponses essentielles en termes de compétitivité des acteurs nationaux, d'innovation et de progrès, de gage à l'adresse des pouvoirs publics** (à défaut de l'existence d'une réglementation adaptée). Il s'agit donc pour la France et ses acteurs de préserver et de promouvoir des expertises et savoir-faire et **d'encourager l'adoption des pratiques nationales, basées sur des recherches prénormatives**, dans les normes internationales face aux intérêts souvent divergents d'autres acteurs internationaux qui participent activement aux travaux de normalisation.

Les industriels français doivent également pouvoir s'appuyer sur des plateformes de moyens d'essais nécessaires à la qualification, l'homologation et la certification de leurs technologies. Cela est particulièrement critique pour la filière des réservoirs embarqués dont l'homologation requiert des essais très spécifiques sous très haute pression et sous hydrogène indispensable avant mise sur le marché. Ces plateformes ont d'ores et déjà été identifiées et doivent pouvoir être déployées très tôt pour répondre aux enjeux de positionnement des industriels français.

### **Assurer la formation d'une main d'œuvre qualifiée sur ces nouveaux métiers**

L'industrie de l'hydrogène aura besoin d'une main d'œuvre qualifiée (ingénieur, techniciens, opérateurs). Pour développer les outils de formation nécessaires, il convient d'engager des travaux collaboratifs avec des professionnels de chaque domaine (pompiers, architectes, inspecteurs des installations classées, mécaniciens, urbanistes, chauffagistes, etc.).

L'introduction de l'hydrogène dans les programmes technologiques des lycées et des formations supérieures permettrait de sensibiliser les jeunes à ces métiers. Un plan de formation initiale et continue spécifique à ces technologies sera également mis en œuvre en accompagnement des déploiements opérés dans les territoires.

---

42 Il existe aujourd'hui 4 types de réservoirs. Le type 4 correspond à la dernière génération de réservoir. Il est composé d'une enveloppe polymère étanche entièrement renforcée par un enroulement filamentaire de fibres composites.



## B. Mettre en place une politique de la Recherche et de l'Innovation pour maintenir la compétitivité

### **Une force de frappe structurée et opérationnelle pour l'innovation technologique**

Une réflexion menée depuis plus d'un an avec les industriels et les acteurs de la recherche technologique tels que le CEA, certains laboratoires appliqués du CNRS et des universités et écoles regroupés au sein du groupement de recherche HySPàC, a conduit à une **proposition de structuration de cette activité d'innovation technologique dans le cadre d'une structure opérationnelle baptisée IFHY pour Initiative France Hydrogène**. Cette structure vise à établir les feuilles de route technologiques, proposées par le monde académique et priorisées par les industriels. Ces priorités ont déjà fait l'objet d'un arbitrage pour son démarrage en ciblant :

- la technologie d'électrolyse à haute température, déjà évoquée précédemment à plusieurs reprises ;
- les réservoirs de stockage embarqués ;
- les technologies de pile à combustible s'appuyant sur de nouveaux procédés de fabrication amenant à des baisses de coûts.

Un certain nombre d'applications n'a pas encore atteint le niveau de développement technologique et de déploiement souhaité. Pour ceux-ci, des actions supplémentaires pour augmenter leur état de maturité sont nécessaires, notamment en termes de durabilité, de performance, d'intégration système et in fine de coût.

Cette phase de développement de niveau intermédiaire RDI (TRL<sup>43</sup> 4 à 6, dénommé RIA au niveau européen) favorise le continuum recherche-innovation et fournit les améliorations nécessaires au développement de la technologie avec par exemple l'intégration de systèmes et le prototypage à l'échelle du laboratoire ou avec un petit nombre d'unités expérimentées sur le terrain, dans des conditions de commercialisation ultérieure.

A ce titre, un projet d'investissements de moyens de développement et de tests (**H2Lab**) sera prochainement déposé dans le cadre des outils de filière du PIA3 pour se mettre tout de suite en capacité de mener ces travaux demandés par les industriels.

Au-delà de ces actions de RDI, des projets de démonstration (TRL 7 à 9, dénommés IA au niveau européen), tels que ceux soutenus dans le cadre de l'action Démonstrateurs de transition écologique et énergétique du Programme des Investissements d'Avenir, restent nécessaires. Ils jouent un rôle déterminant dans la confiance dans la maturité technique et commerciale des produits, tant pour les consommateurs que pour les fournisseurs, en testant différents modèles d'affaire et en identifiant les meilleurs outils pour un futur déploiement de masse. Ces projets sont spécifiques à une application donnée comme par exemple et de manière non exhaustive les opérations maritimes et portuaires, les applications aéroportées, les méthodes avancées / alternatives de production d'hydrogène décarboné et les méthodes améliorées pour stocker et distribuer l'hydrogène.

### **Proposer les ruptures technologiques par la Recherche**

Les technologies de l'hydrogène ont un potentiel de développement encore très important. Il est nécessaire de favoriser l'innovation de rupture (TRL 1 à 3) par une prise de risque élevé pour des projets courts et ambitieux visant à porter les technologies produites à des niveaux de maturités élevés, associant recherche fondamentale de pointe et développement technologique. Cela implique

---

43 Technology Readiness Level en anglais, l'équivalent de degré de maturité technologique

de soutenir les activités de recherche amont, et de maintenir une connexion étroite entre recherche et innovation. Les ruptures technologiques doivent porter sur le remplacement, sans altération des performances actuelles, des matériaux jugés critiques en termes de disponibilité, sécurité d'approvisionnement, coût, etc.

### **Programme de soutien à la recherche hydrogène**

Depuis 2010, le soutien à la Recherche et l'innovation sur l'hydrogène a diminué de façon significative. La création d'un nouveau programme de recherche intégré à l'ANR permettrait de s'attaquer aux ruptures technologiques nécessaires à l'écosystème français de l'hydrogène pour assurer sa compétitivité.

#### *Le témoignage des acteurs de la recherche*

##### *Le CNRS*

*Dans le domaine du stockage et de la conversion de l'énergie, **les ruptures technologiques et l'innovation sont indispensables pour apporter des solutions viables et pérennes, permettant à terme de développer des filières industrielles compétitives.** Le CNRS soutient très fortement le choix d'une filière basée sur l'hydrogène comme futur vecteur énergétique. Il participe à cette thématique par la stimulation d'une recherche amont de haut niveau, capable de répondre aux besoins industriels et sociétaux. Il participe au développement de technologies avancées en ouvrant ses plateformes de test à la communauté et en apportant son expertise pour la formation d'experts qualifiés.*

## VIII. L'hydrogène progresse aussi à l'international

Le paysage énergétique tendant à devenir mondial, il est indispensable de construire cette nouvelle filière énergétique avec une vision globale d'autant que les filières industrielles, elles-mêmes mondiales, seront en premier lieu concernées.

Différents pays du monde sont en train d'accélérer leur politique de développement de l'hydrogène. C'est le cas en particulier de **l'Allemagne et la Chine** avec des situations différentes :

- **L'Allemagne**, parce qu'elle pense actuellement à l'avenir de sa Chimie – elle abrite quelques-uns des grands leaders mondiaux - et parce que sa politique énergétique la contraint aujourd'hui à penser fortement hydrogène en raison des déséquilibres Nord/Sud de son réseau électrique (avec la présence d'éolien au Nord) qui, de plus, repose sur plus de 23% de lignite.

L'Allemagne est le pays historique de l'hydrogène en Europe avec la présence de ses industriels engagés sur le sujet (Daimler, Shell, Linde). Pourtant le pays ne dispose que d'une centaine de véhicules et environ 25 stations déployées à ce jour. L'objectif du programme H2 Mobility Germany est d'atteindre 100 stations de recharge en 2018 et 400 en 2023.

- **La Chine** a plus récemment découvert le sujet de l'hydrogène, notamment en perspective de diminuer ses pertes énergétiques considérables, tout en fléchant le démarrage d'une industrie de la mobilité pour les bus.

La Chine n'avait jusqu'à présent été très active dans le domaine de l'hydrogène-énergie mais une annonce majeure a récemment changé le paysage dans ce pays. Le gouvernement chinois a annoncé en Novembre 2016 un plan pour construire une infrastructure de remplissage hydrogène suffisante pour alimenter 50 000 véhicules à pile à combustible en 2025 pour atteindre 1 million en 2030.

Cela va nécessiter la construction de 300 stations H<sub>2</sub> pour 2025 et 1 000 pour 2030. D'ores et

déjà des partenariats passés avec des équipementiers occidentaux vont permettre le déploiement de 500 véhicules dans la province du Shanxi dans le nord de la Chine avec un objectif de 13 500 pour 2020.

- **Les Etats-Unis** sont impliqués principalement sur la mobilité et avant tout grâce à la Californie : cette région est la pionnière mondiale et la plus avancée en matière de déploiements. Au travers du programme AB8 du California Fuel Cell Partnership, 62 stations hydrogène ont vu le jour et près de 7 000 véhicules ont été déployés. L'objectif est d'atteindre une centaine de stations et environ 20 000 véhicules en 2020.  
De plus « l'Executive Order » décidé par le Gouverneur de Californie en 2012 a imposé à plusieurs agences (dont le California Air Resources Board, la California Energy Commission, la Public Utilities Commission) de travailler avec les fédérations professionnelles (Plug-in Electric Vehicle Collaborative et le California Fuel Cell Partnership) pour atteindre les objectifs suivants : en 2020 une infrastructure capable d'alimenter un million de véhicules zéro émission, et en 2025 plus de 1,5 million de véhicules zéro émission en circulation.
- **Le Japon** a mené une politique historique permettant l'émergence d'une mobilité hydrogène progressive au travers de l'industriel Toyota qui ambitionne de devenir leader de la filière. La feuille de route du gouvernement, qui vise à établir une « société de l'hydrogène », comprend notamment :
  - Une accélération du déploiement des stations hydrogène (160 en 2020 – contre 90 opérationnelles en 2017 -, 320 en 2025) avec une subvention immédiate de 33 millions d'Euros et une rentabilité des stations dès 2020.
  - Le déploiement de véhicules (200 000 en 2025 – soit une multiplication par 100 de la production de 2017- 800 000 en 2030) avec une subvention immédiate de 92 millions d'Euros – pour amorcer les volumes et réduire les coûts dans un second temps.
- **La Corée** dont le Ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Energie a révélé son "Troisième plan pour le développement de véhicules respectueux de l'Environnement" le 8 Décembre 2015 et a assigné des objectifs précis aux fabricants de véhicules hydrogène et de stations de recharge : 9000 véhicules et 80 stations à horizon 2020
- **l'Australie**, ayant fortement favorisé les énergies renouvelables, lance de grands programmes nationaux pour sécuriser ses réseaux énergétiques.
- **En Europe, la Commission Européenne soutient la recherche, l'innovation et le développement de l'hydrogène principalement par le financement pluriannuel du partenariat public-privé FCH-JU<sup>44</sup>** (Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking). Cette structure créée dans le cadre de l'article 187 du Traité de Fonctionnement de l'UE, réunit industriels et organisations de recherche avec pour objectif de développer les technologies de l'hydrogène qui permettront à l'Europe de disposer d'une industrie compétitive ainsi que d'assurer leurs mises sur le marché. Le FCH-JU dispose d'un budget de 1.33 milliard € pour la période 2014-2020. Dans ce cadre il a financé plus de 200 projets depuis 2014 pour une aide allouée de 393 M€ dont 53 M€ pour la France. Son ambition est de pouvoir montrer qu'en 2020 les technologies de l'hydrogène seront devenues les piliers des systèmes européens d'énergie et de transport en contribuant significativement à leur transformation vers une économie décarbonée. Une nouvelle édition du programme est en préparation pour la période 2020-2024.

**Le partenariat international IPHE<sup>45</sup> réunit les 19 pays les plus impliqués dans le développement des technologies de l'hydrogène.** Il a pour but d'accélérer l'intégration de l'hydrogène et des piles à combustible dans l'économie en développant les échanges et les collaborations entre pays membres.

44 <http://www.fch.europa.eu>

45 <https://www.iphe.net>

On peut trouver sur le site de l'IPHE l'état du développement et l'avancement des grands projets dans les différents pays membres, en particulier Allemagne, Autriche, Canada, Chine, Corée, Etats-Unis, Europe, France, Japon, Pays-Bas, etc.

**L'Agence Internationale de l'Energie** a publié récemment un rapport<sup>46</sup> indiquant que la baisse des coûts de l'énergie solaire photovoltaïque permettait d'envisager, en combinaison avec les électrolyses, **des fabrications d'ammoniac ou de méthanol sans émission de CO<sub>2</sub> mais tout aussi rentables que les fabrications existantes**, en évitant plus de 420 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an. Ce sont principalement **les pays de la zone intertropicale** qui bénéficieront au plus tôt des meilleures conditions de marché, ce qui représentera des opportunités d'exportation pour la filière française.

Ainsi, au-delà du potentiel d'exportation que pourra porter rapidement la filière française, des coopérations seront envisageables, notamment avec **l'Allemagne** sur les sujets de l'hydrogène industriel (en lien avec la chimie allemande) et de la mobilité (avec le support des équipementiers français qui ont leurs principaux marchés dans les deux pays). Dans ce contexte, une première Lettre d'Intérêt va être signée entre le CEA et l'institut Max Planck qui coordonne le projet hydrogène de l'industrie allemande.

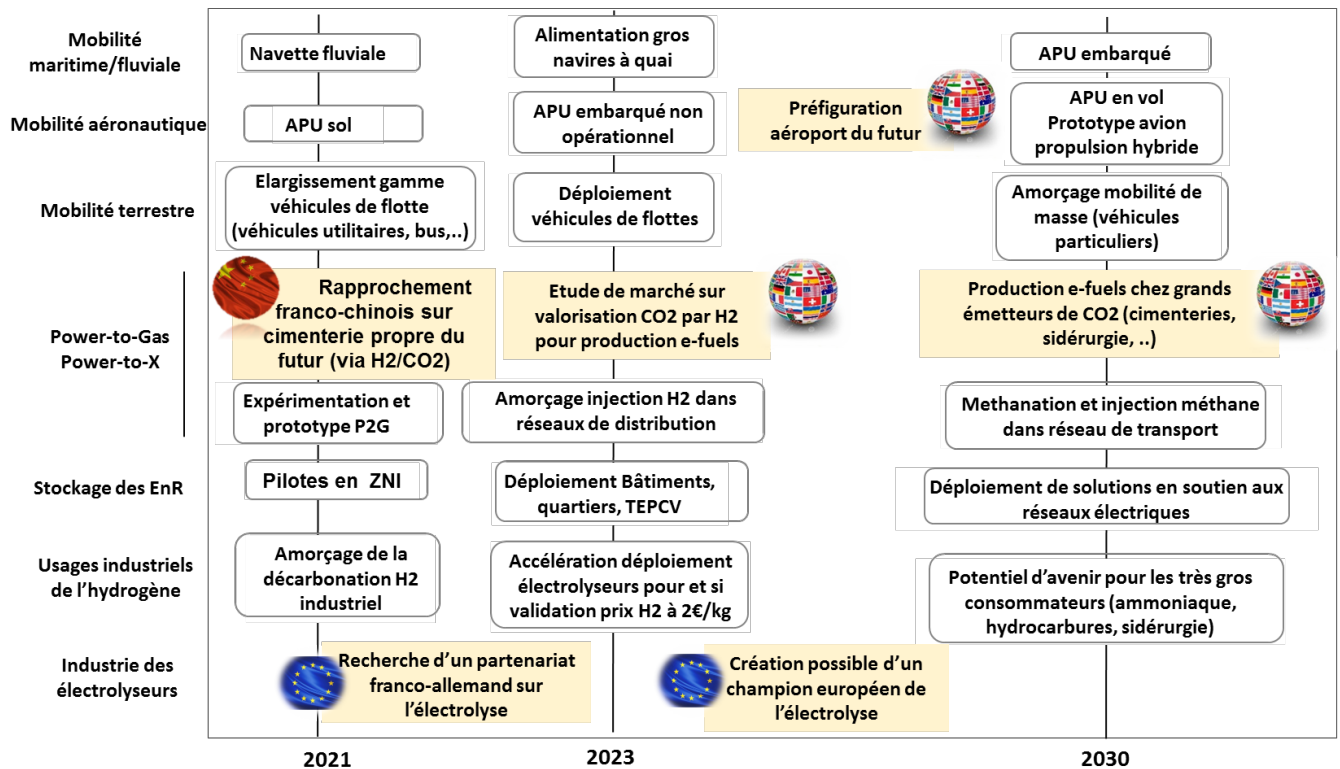
Enfin, les cimenteries pesant particulièrement dans les émissions de CO<sub>2</sub> mondiales (5%), un sujet de réflexion autour de **la cimenterie du 21<sup>ème</sup> siècle pourrait être proposé, notamment en coopération avec la Chine**. De telles réflexions ont déjà été lancées dans le domaine de la sidérurgie.

---

46 [http://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Renewable\\_Energy\\_for\\_Industry.pdf](http://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Renewable_Energy_for_Industry.pdf)

# IX. Schéma de déploiement global

Le diagramme ci-dessous permet de résumer l'ensemble des actions proposées dans ce présent rapport et présente la cohérence d'ensemble entre les filières de l'hydrogène.



## X. Conclusions

Le développement des énergies renouvelables dans le monde a pris une ampleur considérable.

A la fin de l'année 2016, la capacité totale mondiale d'énergie renouvelable a franchi pour la première fois la barre de 2 000 gigawatts (GW), à 2 017 GW, soit une progression de 8,7 % sur un an, de même niveau que celle enregistrée entre 2014 et 2015. Si un peu plus de la moitié de ce potentiel reste assuré par les ouvrages hydrauliques, le développement du secteur est tiré par le solaire photovoltaïque (303 GW, + 33 %) et par l'éolien (487 GW, + 12,5 %), qui comptent à eux deux pour plus de 80 % dans cette croissance.

Ces nouvelles sources d'énergie vont à terme nécessiter d'introduire des éléments de flexibilité pour assurer l'équilibrage des réseaux. Les électrolyseurs deviennent alors des technologies clés capables de produire de l'hydrogène décarboné tout en offrant aux réseaux une flexibilité intéressante et une capacité de stockage des énergies allant de la journée à l'année afin de prendre en compte les variations saisonnières. La montée en puissance des énergies renouvelables et la baisse significative du prix des électrolyseurs (un facteur 4 au cours de ces trois dernières années) ouvrent de nouvelles perspectives dans de nombreux pays du monde à la fois sur le plan économique et sur le plan environnemental. L'Allemagne, le Japon, la Corée, La Californie et la Chine ont des projets de développement importants notamment dans le secteur de la mobilité.

La France doit se préparer à relever ces enjeux à l'horizon de 2030 ou 2040. Elle peut et doit accompagner le développement de ces solutions au travers de marchés d'amorçage contribuant à leurs niveaux à la décarbonation de l'économie française.

- Le secteur industriel utilisant l'hydrogène (hydrocarbures, ammoniac, chimie) doit progressivement décarboner la production d'hydrogène en développant des solutions à base d'électrolyseurs. Ce marché est d'ores et déjà accessible à cette technologie en considérant notamment l'hydrogène diffus distribué par les grands gaziers et qui pourrait être produit sur place par électrolyse. La valorisation du CO<sub>2</sub> des grands émetteurs industriels tels que les cimentiers, par recombinaison avec un hydrogène décarboné, est également une voie de développement à investiguer.
- L'hydrogène apporte également un complément précieux aux batteries pour développer l'électromobilité qui reste la voie royale pour des transports propres et durables. Ses performances sur des transports terrestres à usages intensifs et/ou charges lourdes permettent de pallier les difficultés inhérentes au poids et aux capacités des batteries ainsi qu'à leurs temps de charge.
- L'hydrogène présente également l'intérêt à moyen terme de décarboner les réseaux de gaz naturel, soit par injection directe, soit par la voie méthanation avec du CO<sub>2</sub> pour injection dans les réseaux de transport et de distribution.

Les territoires seront les acteurs majeurs de cette transition, avec un rôle significatif des régions qui semblent être la bonne maille pour approcher et traiter les approches systémiques intégrant ce vecteur dans les schémas directeurs de leurs systèmes énergétiques et de leurs plans traitant de la mobilité sous toute ses formes (routes, rail, fluvial, etc.). Concernant le rôle de l'hydrogène vis-à-vis de la montée en puissance des énergies renouvelables, les ZNI constituent dès aujourd'hui une opportunité pour déployer les premières solutions de stockage des énergies nouvelles intégrant les autres volets tels que la mobilité et les usages de la chaleur et du froid.

Le dimensionnement du marché à l'horizon 2030 et 2050 et les investissements envisagés par les grands industriels de l'hydrogène ont été estimés par McKinsey à la fois dans le monde et en France. Les technologies de l'hydrogène et des piles à combustible ont fait des progrès importants, grâce aux efforts de la recherche et de l'innovation, notamment en Europe. La principale difficulté à résoudre est l'investissement nécessaire pour amorcer leur industrialisation et leur déploiement à grande échelle. Les grands équipementiers de l'automobile ont une activité internationale importante. Ils se préparent déjà au développement des technologies de l'hydrogène en prévision du déclin des moteurs thermiques. Les constructeurs, quant à eux, ont besoin d'un écosystème hydrogène et de la couverture d'une infrastructure sur le territoire.

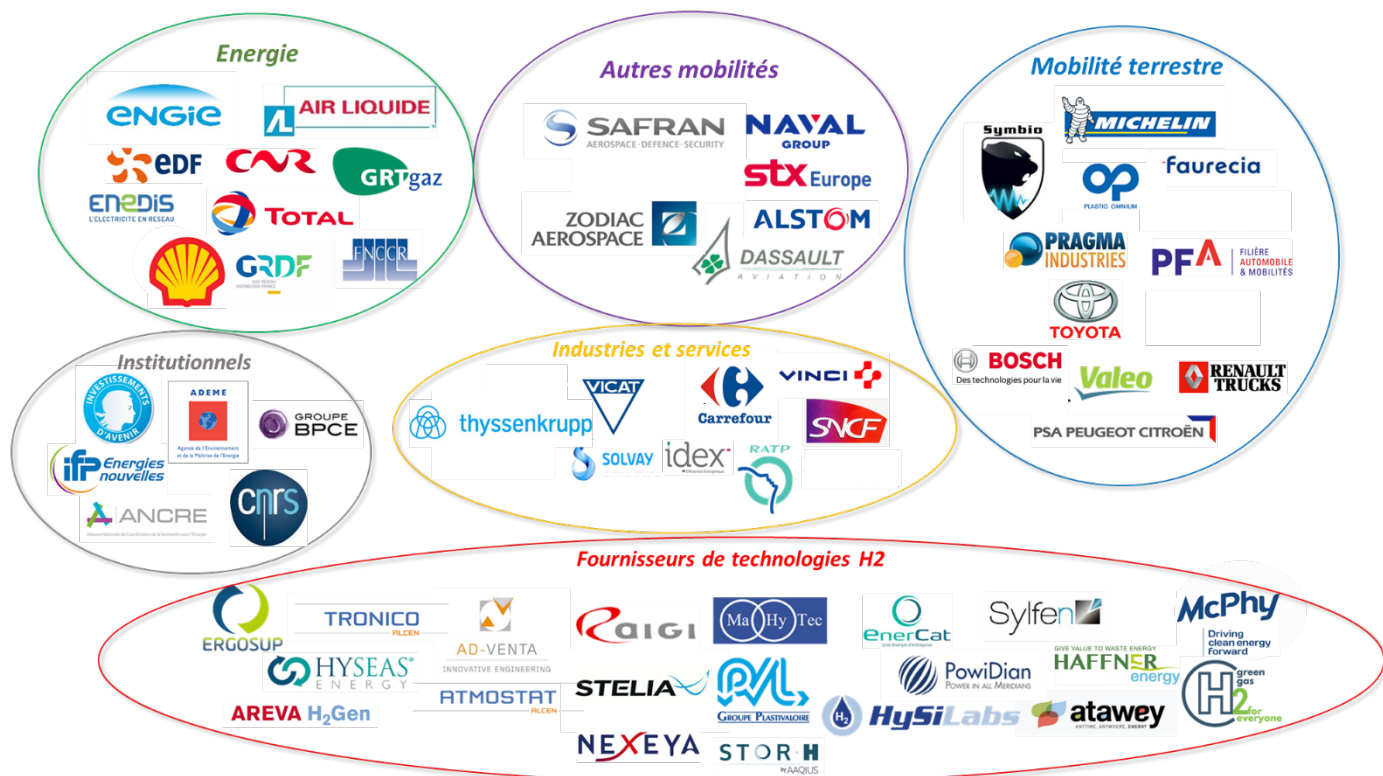
Pour répondre à la lettre de mission du ministre de la Transition écologique, la méthode choisie a été de réaliser des entrevues auprès d'une soixantaine d'industriels. La synthèse de ces entrevues a été réalisée en collaboration entre le CEA et la DGEC avec l'aide de l'ADEME. Ce travail a permis d'aboutir aux recommandations présentées dans ce document dont le but est de structurer et développer la filière hydrogène en France.

De façon unanime, les industriels demandent que le ministre reconnaisse l'importance de l'hydrogène pour réaliser la transition écologique aux côtés des autres technologies. Les territoires sont particulièrement intéressés à faire émerger de nouveaux projets combinant énergie et mobilité propres qui leur permettront de développer leur industrie.

La création d'un fonds de 100 M€/an pendant 5 ans est la principale mesure de soutien financier recommandé qui permettrait d'amorcer le déploiement des technologies de l'hydrogène dans les territoires. Ce soutien de l'Etat au développement de la filière devra faire l'objet de partenariats de type public-privé analogues à ceux mis en place par la Commission Européenne au sein de l'initiative jointe FCH.

# XI. Annexes

## A. Annexe 1 : les acteurs de la filière hydrogène française interviewés





## B. Annexe 2 : Analyse du prix d'hydrogène d'électrolyse

L'étude de sensibilité réalisée pour ce rapport pour les technologies « PEM » et « alcalin » confirme qu'un prix cible de 4€/kg d'hydrogène est atteignable dès aujourd'hui.

Le tableau ci-dessous donne les prix de production obtenus pour un électrolyseur fonctionnant selon différents régimes annuels et prix de l'électricité. Le prix a été construit à partir du coût de production et d'une marge correspondant à un taux de rentabilité interne (TRI) de 6% sur 20 ans. Les services au réseau quant à eux ont été évalués en considérant un fonctionnement flexible (intermittent et ajustable en puissance) valorisé selon les conditions RTE actuelles pour la réserve secondaire<sup>47</sup> :

Figure 6 : Sensibilité du prix d'hydrogène issu d'électrolyse

Les électrolyseurs alcalins sont capables de produire un hydrogène de 4 à 6 €/kg pour une durée d'utilisation de l'ordre de 4000 à 5000 heures/an et un coût de l'électricité autour de 50€/MWh.

Le prix annuel moyen toutes taxes comprises de l'électricité est plus proche de 80 €/MWh. Ce prix intègre également la composante relative au transport et à la distribution d'électricité (le TURPE – tarif d'utilisation des réseaux public d'électricité). Pour accéder à un prix de 50 €/MWh, un électrolyseur qui fonctionne de façon flexible doit optimiser ses plages de fonctionnement en s'abstenant de fonctionner sur les plages les plus chères. Une autre façon de s'affranchir du coût d'acheminement de l'électricité serait de connecter directement l'électrolyseur à un actif de production. L'électrolyseur sera dans ce cas tributaire de la durée de fonctionnement de cet actif.

47 9,098 € la demi-heure de MW flexible – Source :

[http://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/20170101\\_Regles\\_services\\_systeme\\_frequence.pdf](http://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/20170101_Regles_services_systeme_frequence.pdf)

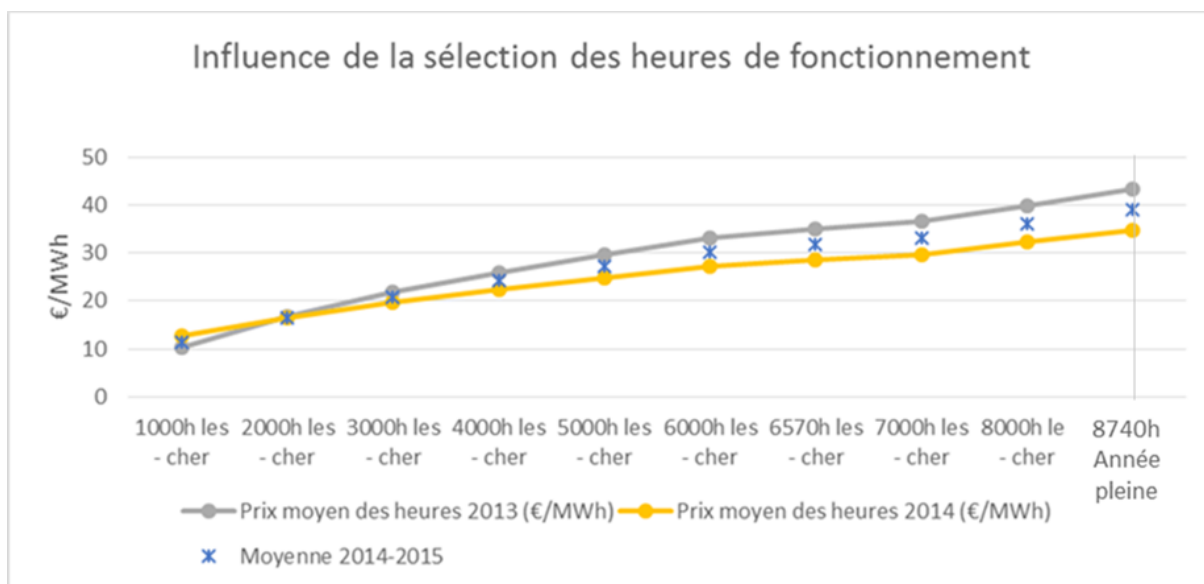
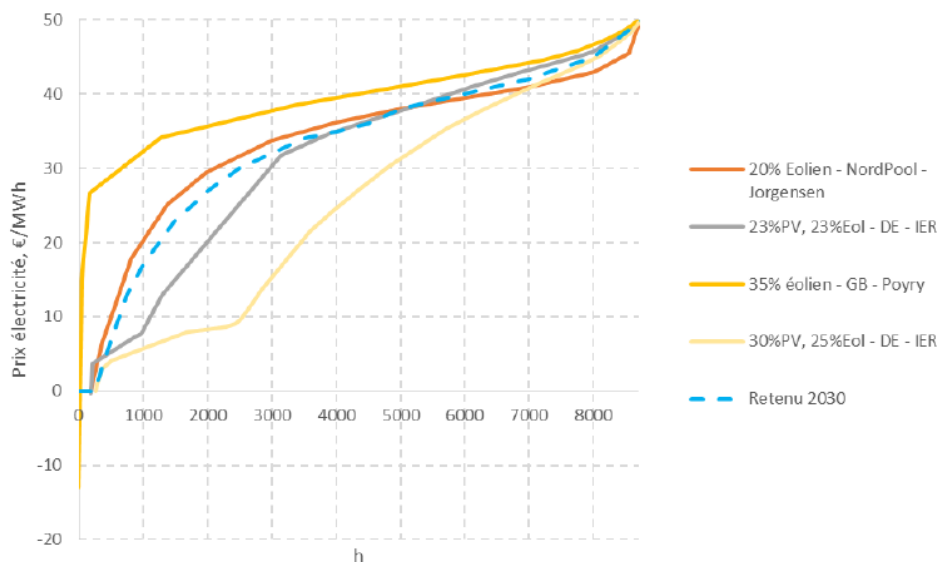


Figure 7 : Prix de marché les moins chers hors tarif d'acheminement de l'électricité en fonction des heures de fonctionnement (Source EPEX)

Par exemple, un électrolyseur qui fonctionne 5 000 h/an peut s'approvisionner en électricité sur le marché à environ 25 €/MWh hors taxe et hors TURPE, soit près de 50 €/MWh TTC.

Les énergies renouvelables fatales (solaire, éolien, hydraulique au fil de l'eau) présentent des coûts marginaux quasi-nuls<sup>48</sup>. Elles ont donc intérêt à fonctionner en base, dès lors que les prix de marché de l'électricité sont positifs. Le graphique suivant, issu de travaux réalisés pour le compte de l'ADEME, GRTGaz et GrDF<sup>49</sup> illustre cette variabilité du prix de l'électricité en fonction du nombre d'heures appelées sur le réseau, avec différents taux d'EnR dans le mix :

Figure 42 - Estimation du prix moyen minimum du marché de l'électricité en 2030



48 <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/production-deelectricite>

49 <http://www.ademe.fr/etude-portant-lhydrogene-methanation-comme-procede-valorisation-lelectricite-excedentaire>

Ainsi, le développement des EnR crée des opportunités pour des consommateurs électro-intensifs tels que les électrolyseurs, capables de valoriser de manière flexible un productible électrique, sur une plage de fonctionnement limitée (entre 2000 et 5000 h).

En considérant le coût marginal très faible de l'électricité issue d'ENR, une valorisation à 50 €/MWh représente une opportunité de développement pour l'éolien et le photovoltaïque.

## C. Annexe 3 : Analyse du prix de l'hydrogène à la station

Les véhicules légers à pile à combustible sont à coût de l'énergie équivalent au diesel pour un prix de vente de l'hydrogène de 7 €/kg H<sub>2</sub> à la station de recharge<sup>50</sup>.

La composante du prix de l'hydrogène liée à la station est présentée ci-dessous, hors production, hors transport, en fonction du taux d'utilisation moyen (nombre de jours par an où la station utilisée à pleine capacité). Le prix a été construit à partir du coût de remplissage et d'une marge correspondant à un taux de rentabilité interne (TRI) de 6% sur 15 ans :

### Station H2

Année	Taille de station	Taux de charge moyen (% d'utilisation annuelle)			
		40%	60%	80%	100%
2018	50 kg/j	19.81	9.16	6.35	3.24
2018	200 kg/j	13.21	6.10	4.23	2.16
2025	500 kg/j	9.90	4.58	3.18	1.62
2030	1 000 kg/j	7.92	3.66	2.54	1.29

Figure 8 : composante liée à la station dans le prix de l'hydrogène (€/kg)

Cette composante se situe aujourd'hui entre 3 et 6 €/kg et sera à terme (2030) inférieure à 2,5 €/kg. La composante liée au transport de l'hydrogène, par camion, quant à elle est entre 1 et 3 €/kg<sup>51</sup>.

Le prix final de l'hydrogène à la station en intégrant les composantes production, transport et distribution à la station se schématise comme suit :

	2018				2030			
	Produit sur site		Livré		Produit sur site		Livré	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Production	4,0	6,0	4,0	6,0	1,5	2,0	1,5	2,0
Transport	-	-	1,0	3,0	-	-	1,0	2,0
Station	3,0	6,0	3,0	6,0	1,5	2,5	1,5	2,5
<b>Total</b>	7,0 €/kg	12 €/kg	8 €/kg	15 €/kg	3,0 €/kg	4,5 €/kg	4,0 €/kg	6,5 €/kg

Moyennant un soutien au démarrage, il est possible d'avitailer des véhicules entre 7 et 9 €/kg. A terme, l'hydrogène distribué en station est à un niveau de prix compatible (< 7 €/kg) avec les besoins de la mobilité hydrogène.

A noter qu'il n'existe pas aujourd'hui de fiscalité spécifique (TICPE) à l'hydrogène utilisé comme carburant. Si une telle fiscalité spécifique venait à être appliquée à l'hydrogène ou à l'électricité produite à partir de pile à combustible utilisée dans les véhicules, le coût de revient HT de l'hydrogène devra diminuer à hauteur de la fiscalité imposée pour pouvoir rester dans cette

50 [http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/documents/Power\\_trains\\_for\\_Europe.pdf](http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/documents/Power_trains_for_Europe.pdf)

51 Etude « PEPS », Enea consulting  
Production

fourchette. A titre d'exemple, si un niveau de fiscalité équivalent à celui imposé au GNV aujourd'hui était appliqué à l'hydrogène, afin d'atteindre la parité diesel (TTC), il conviendrait alors d'avoir un coût de revient de l'hydrogène à la station HT de 5,5€/kg.

#### **Le cas des véhicules hydrogène hybrides**

Les véhicules hybrides à hydrogène (comprenant les véhicules à prolongateur d'autonomie hydrogène) admettent un prix hydrogène de démarrage plus élevé. Ils combinent la possibilité d'effectuer des recharges électriques (à la prise, au tarif réseau) et des recharges hydrogène (à la station). Le kWh d'électricité du réseau étant moins cher que le « kWh équivalent » issu de la pile à combustible, cela permet aux utilisateurs d'arbitrer entre le coût de l'énergie et le besoin d'autonomie ou de disponibilité.

Lorsque que la recharge hybride est utilisée, un prix de 8,5 €/kg H<sub>2</sub> à la station permet l'équivalence de coût de l'énergie. Cela facilite la rentabilité des premières stations.

Sur ce segment, le modèle de recharge hybride est donc à la fois plus vertueux en termes de gestion de l'énergie et plus efficace en termes de couverture des coûts.

**Il y a un besoin de soutien sur les premières logistiques hydrogène pour la mobilité, sur les stations et sur le transport d'hydrogène décarboné. L'amorce du marché de la mobilité électrique hydrogène repose néanmoins prioritairement sur le soutien pour les premiers clients à l'acquisition de véhicules, qui restent onéreux à ce jour.**

## D. Annexe 4 : Etat des lieux de la réglementation relative à la sécurité

L'hydrogène est un gaz ayant une grande densité énergétique massique et extrêmement inflammable. Son usage est donc réglementé de façon à limiter les risques d'inflammation et d'explosion.

Les questions de sécurité sont à traiter à chaque étape de la chaîne de valeur : production, stockage, transport et utilisation.

Aujourd'hui, la réglementation nationale relative à l'hydrogène est issue de deux directives européennes :

- La directive 2012/18/UE concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses, dite SEVESO 3 ;
- La directive 2010/75/UE relative aux émissions industrielles, dite IED.

Ces directives sont transposées en France à travers la législation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) et en particulier, pour ce qui concerne l'hydrogène, à travers les rubriques n°4715 et n° 3420 de la nomenclature des ICPE.

Ainsi la fabrication en quantité industrielle d'hydrogène est soumise à autorisation au titre de la rubrique n°3420.

La production, l'utilisation et le stockage d'hydrogène relèvent, pour les aspects relatifs aux risques, de la rubrique n°4715 sous les régimes suivants :

- le régime de l'autorisation pour une quantité d'hydrogène susceptible d'être présente dans l'installation supérieure ou égale à 1 tonne ;
- le régime de la déclaration pour une quantité d'hydrogène supérieure ou égale à 100 kg, mais inférieure à 1 tonne.

La procédure de demande d'une autorisation environnementale, prise notamment au titre de la législation ICPE, est précisée dans le code de l'environnement. La demande d'autorisation est constituée sous l'entière responsabilité du demandeur auquel il appartient, à travers notamment une étude d'impacts et une étude dangers, de démontrer la conformité de son projet avec la réglementation en vigueur, sa compatibilité avec la sensibilité de l'environnement et la protection de la santé et de la sécurité publiques.

L'autorisation est délivrée par le Préfet après instruction par les services administratifs, enquête publique et passage devant le Conseil Départemental de l'Environnement et des Risques Sanitaires et Technologiques (CODERST).

Dans le cas d'une installation relevant du régime de la déclaration, la procédure se limite à une déclaration à réaliser en préfecture ou en ligne, avant la mise en service du projet. Cette déclaration s'accompagne d'un dossier succinct précisant notamment les coordonnées du déclarant, l'emplacement de l'installation (dont un plan d'ensemble et un plan cadastral) et une présentation générale des modes d'exploitation. Le déclarant doit également vérifier que son projet est conforme aux prescriptions générales définies par arrêté ministériel.

Ainsi, les installations utilisant l'hydrogène pour alimenter des chariots élévateurs doivent respecter les prescriptions de l'arrêté du 26 novembre 2015 *relatif aux prescriptions générales applicables aux installations mettant en œuvre l'hydrogène gazeux dans une installation classée pour la protection de l'environnement pour alimenter des chariots à hydrogène gazeux lorsque la quantité d'hydrogène présente au sein de l'établissement relève du régime de la déclaration pour la rubrique n°4715*.

**Les stations de distribution d'hydrogène seront prochainement soumises à déclaration au titre de la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement (décret modifiant la nomenclature des ICPE). À ce titre, elles devront respecter les prescriptions de sécurité fixées par un arrêté ministériel qui sera publié conjointement au décret précité.**

Ministère de la Transition écologique et solidaire  
Hôtel de Roquelaure  
44 boulevard Saint-Germain  
75007 Paris



[www.ecologique-solidaire.gouv.fr](http://www.ecologique-solidaire.gouv.fr)

