

# BDEI Bulletin du Droit de l'Environnement Industriel

## L'hydrogène : c'est aujourd'hui !

*En partenariat avec l'AFHYPAC*

*Association Française pour l'Hydrogène et les Piles à Combustible*

- **L'hydrogène, essentiel aujourd'hui, indispensable demain**  
*Par Pascal Mauberger, Philippe Boucly, Alette Quint, Hélène Pierre, Paul Lucchese, Valérie Bouillon-Delporte, Bertrand Chauvet*
- **Le Power to Gas, ou comment relever le défi du stockage de l'électricité ?**  
*Par Philippe Boucly*
- **Développer la mobilité hydrogène**  
*Par Valérie Bouillon-Delporte et Fabio Ferrari*
- **Modes de production de l'hydrogène et périmètre d'application de la directive IED**  
*Entretien*  
*Par Jean-Pierre Boivin et Pascal Mauberger*
- **Les évolutions réglementaires nécessaires pour faciliter le déploiement des technologies Hydrogène énergie pour une mobilité propre**  
*Par Alette Quint*
- **Soutien de la politique communautaire à l'hydrogène et aux piles à combustible**  
*Par Paul Lucchese*



**60** | SUPPLÉMENT  
DÉCEMBRE 2015

## ↳ L'HYDROGÈNE : C'EST AUJOURD'HUI !

**En partenariat avec l'AFHYPAC**  
Association Française pour l'Hydrogène  
et les Piles à Combustible



Association française  
pour l'hydrogène et  
les piles à combustible

### ■ PRÉSENTATION

**L'hydrogène, essentiel aujourd'hui, indispensable demain** ..... 4

*Par Pascal Mauberger*

*Président de l'AFHYPAC et Président du Directoire de McPhy Energy SA*

*Philippe Boucly*

*1<sup>er</sup> Vice-Président de l'AFHYPAC et ancien Directeur Général de GRTgaz*

*Aliette Quint*

*Secrétaire générale de l'AFHYPAC et Directrice stratégie, réglementation et affaires externes  
d'Air Liquide Advanced Business & Technologies*

*Hélène Pierre*

*Trésorière de l'AFHYPAC et responsable de marché au centre Recherche et Innovation  
Gaz et Énergies nouvelles, Direction Recherche et technologies de ENGIE*

*Paul Lucchese*

*Vice-président de l'AFHYPAC et chargé de mission Énergies renouvelables et nouvelles  
technologies de l'énergie du CEA, Directeur d'ANRT/FUTURIS*

*Valérie Bouillon-Delporte*

*Vice-présidente de l'AFHYPAC et Directrice Opportunités marchés au sein de l'incubateur  
Program office de Michelin*

*Bertrand Chauvet*

*Président de SEIYA Consulting*

### ■ LES SOLUTIONS TECHNIQUES

**Le Power to Gas, ou comment relever le défi du stockage de l'électricité ?** ..... 9

*Par Philippe Boucly*

*1<sup>er</sup> Vice Président de l'AFHYPAC*

**Développer la mobilité hydrogène** ..... 17

*Par Valérie Bouillon-Delporte*

*Vice-Présidente de l'AFHYPAC*

*Chargée des dossiers Hydrogène Michelin*

*et Fabio Ferrari*

*PDG Symbio FCell,*

*Coordinateur Mobilité Hydrogène France*

### ■ LE CADRE JURIDIQUE

**Modes de production de l'hydrogène et périmètre d'application  
de la directive IED - Entretien** ..... 22

*Par Jean-Pierre Boivin*

*Avocat*

*Membre expert du CSPRT*

*et Pascal Mauberger*

*Président de l'AFHYPAC*

Les évolutions réglementaires nécessaires pour faciliter le déploiement des technologies Hydrogène énergie pour une mobilité propre ..... 27

Par Alette Quint

Directrice Stratégie, Réglementations et Affaires Externes  
Air Liquide Advanced Business & Technologies

## ■ LA POLITIQUE COMMUNAUTAIRE

Soutien de la politique communautaire à l'hydrogène et aux piles à combustible ..... 32

Par Paul Lucchese

Président de N.ERGHY,  
Vice-Président de L'AFHYAC

## CONSEIL SCIENTIFIQUE

↳ **Jean-Pierre BOIVIN**  
Directeur scientifique  
Avocat associé, SCP Boivin et Associés

↳ **Michel BAUCOMONT**  
Docteur en droit, Avocat à la Cour

↳ **Annie BEZIZ-AYACHE**  
Docteur en droit - Maître de conférence,  
Co-directrice du Centre de droit pénal,  
Université Lyon III

↳ **Mathilde HAUTEREAU-BOUTONNET**  
Maître de conférences à l'Université d'Aix-  
Marseille - Chaire CNRS droit  
de l'environnement (CERIC/UMR 7318)

↳ **Hélène BRUNET-LECOMTE**  
Chef du Bureau Réglementation et affaires  
techniques, DGEC, MEDDE

↳ **Jean-Nicolas CLÉMENT**  
Avocat associé, Cabinet UGGC Avocats

↳ **Agnès DUPIE**  
Avocat au barreau de Paris

↳ **Laurent FONBAUSTIER**  
Agrégé des facultés de droit,  
Professeur à l'université Paris-Sud,  
Directeur du Master Droit de l'environnement

↳ **Jérôme FROMAGEAU**  
Professeur honoraire à la Faculté  
Jean Monnet, Université Paris-Sud  
Président de la section Île de France - SFDE

↳ **Thomas GARANCHER**  
Avocat associé, Frêche & Associés

↳ **David GILLIG**  
Avocat associé, SELARL Soler-Couteaux / Llorens

↳ **Steve HERCÉ**  
Avocat associé, SCP Boivin et Associés

↳ **Olivier HERRNBERGER**  
Notaire - Président de la Chambre des  
Notaires des Hauts de Seine

↳ **Christian HUGLO**  
Avocat associé, Huglo Lepage et Associés  
Conseil - Professeur au CNAM

↳ **Pascale KROMAREK**  
Présidente du comité  
« droit de l'environnement » du MEDEF

↳ **Françoise LABROUSSE**  
Avocate associée, Jones Day

↳ **Laurence LANNOY**  
Docteur en droit, Avocat à la Cour

↳ **Christophe LAURENT**  
Président du Tribunal administratif de Toulouse

↳ **Xavier de LESQUEN**  
Rapporteur public à la section  
du contentieux du Conseil d'État

↳ **Caroline LONDON**  
Docteur en Droit, Avocat à la Cour

↳ **Marie-Pierre MAITRE**  
Docteur en Droit, Avocate associée,  
Responsable du service Veille & Recherche  
Huglo Lepage Associés

↳ **Ghislain de MARSILY**  
Professeur émérite à l'Université Pierre  
et Marie Curie, Paris VI - Membre  
de l'Académie des sciences et de l'Académie  
des technologies - Associé étranger  
de l'US national Academy of Engineering

↳ **Jean-Marie MASSIN**  
Expert auprès des instances  
maritimes internationales

↳ **Malik MEMLOUK**  
Avocat associé, SCP Boivin et Associés

↳ **Alexandre MOUSTARDIER**  
Avocat associé, Huglo Lepage Associés

↳ **Françoise NÉSI**  
Magistrate

↳ **Cyril ROGER-LACAN**  
Président de Tilia  
Maître des requêtes au Conseil d'État

↳ **Jacques SIRONNEAU**  
Docteur en Droit

↳ **Catherine SMITS**  
Avocat associé, KOAN LORENZ  
Assistante à l'Institut d'Études européennes  
de l'Université Libre de Bruxelles

↳ **François-Guy TRÉBULLE**  
Agrégé des facultés de droit, Professeur  
à l'Université Paris I Panthéon-Sorbonne  
École de droit de la Sorbonne - IRJS

## COMITÉ DE RÉDACTION

↳ **Jean-Pierre BOIVIN**  
↳ **Michel BAUCOMONT**  
↳ **Hélène BRUNET-LECOMTE**  
↳ **Jean-Nicolas CLÉMENT**  
↳ **Agnès DUPIE**  
↳ **Laurent FONBAUSTIER**

↳ **Thomas GARANCHER**  
↳ **David GILLIG**  
↳ **Steve HERCÉ**  
↳ **Olivier HERRNBERGER**  
↳ **Christian HUGLO**  
↳ **Christophe LAURENT**  
↳ **Xavier de LESQUEN**

↳ **Caroline LONDON**  
↳ **Marie-Pierre MAITRE**  
↳ **Malik MEMLOUK**  
↳ **Alexandre MOUSTARDIER**  
↳ **Cyril ROGER-LACAN**  
↳ **Catherine SMITS**  
↳ **François-Guy TRÉBULLE**

**BDEI**  
**Bulletin du Droit**  
**de l'Environnement**  
**Industriel**

Editeur : WOLTERS KLUWER FRANCE  
SAS au capital de 155 000 000 €  
Siège social : 14, rue Fructidor - 75814 Paris cedex 17  
RCS Paris 480 081 306

Président/Directeur de la publication : H. Chemla  
Rédacteur en chef : D. Déprez (01 85 58 33 68)  
Rédacteur en chef adjoint : P. Hili  
Imprimerie : Imprimerie de Champagne  
Z.I. Les Franchies - 52200 Langres  
N° Commission paritaire : 0618T88244 Dépôt légal : à  
parution - N° ISSN : 1262-0955  
Abonnement annuel : 386,95 € TTC  
Prix au n° : 38,79 € TTC  
Information et commande : N° Indigo : 0 825 08 08 00

Fax : 01 76 73 48 04  
Internet : <http://www.wkf.fr>  
Cette revue peut être référencée de la manière suivante :  
BDEI Suppl. au n° 60/2015, n° 2007 (n° de la revue/année,  
n° du commentaire)

 **Wolters Kluwer**



## L'hydrogène, essentiel aujourd'hui, indispensable demain <sup>(1)</sup>



Par Pascal Mauberger



Philippe Boucly



Alette Quint



Hélène Pierre



Paul Lucchese



Valérie Bouillon-Delporte



Bertrand Chauvet

*Membres de l'Association Française pour l'Hydrogène et les Piles à Combustible AFHYAC*

→ BDEI 2007

### INTRODUCTION

L'hydrogène est un vecteur énergétique puissant qui peut et va rendre de grands services dans la transition énergétique que nous vivons partout dans le monde.

- (1) Cet article est dérivé d'un article paru dans la Revue de l'Electricité et de l'Electronique n° REE 2015-2 . Avec l'aimable autorisation de la revue.
- (2) L'Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible (AFHYAC) regroupe l'ensemble des acteurs de cette filière industrielle en France : des filiales de grands groupes, des PME, des pôles de compétitivité, des laboratoires et instituts de recherche, des collectivités territoriales et des associations régionales. Elle œuvre au développement de l'usage de technologies d'avenir autour du vecteur hydrogène énergie ainsi qu'à la création de compétences et d'emplois dans ce domaine en France.

Avec le concours de l'ADEME et de ses membres, l'AFHYAC <sup>(2)</sup> s'est fixée quatre grandes missions :

1. communiquer sur les enjeux de la filière et sur les bénéfices et caractéristiques des technologies de production, stockage, distribution et reconversion éventuelle en électricité de l'hydrogène pour des usages énergétiques ;
2. contribuer à lever les verrous qui freinent les projets de démonstration et de déploiement en France ;
3. faciliter la concertation sociétale autour des objectifs nationaux et des initiatives locales ;
4. influencer sur le cadre réglementaire.

Dans un contexte mondial d'augmentation importante de la population et donc des besoins en énergie, nous sommes en effet confrontés à de grands défis :

# Hydrogène

## PRÉSENTATION



- comment réduire nos émissions polluantes et de gaz à effet de serre, dans la mobilité et la production énergétique ?
- comment réduire notre dépendance aux énergies fossiles ?
- comment stocker l'énergie pour faciliter le déploiement des énergies renouvelables (EnR) et leur intégration dans le système énergétique ?
- comment améliorer la santé et le bien-être des citoyens affectés par les pollutions diverses ?
- comment contribuer à maintenir une France compétitive et innovante dans les grandes évolutions industrielles touchant à l'énergie et aux transports ?

L'hydrogène, vecteur énergétique polyvalent et flexible, apporte des solutions efficaces et décisives pour répondre à ces grands défis liés à la transition énergétique et à la croissance de demain.

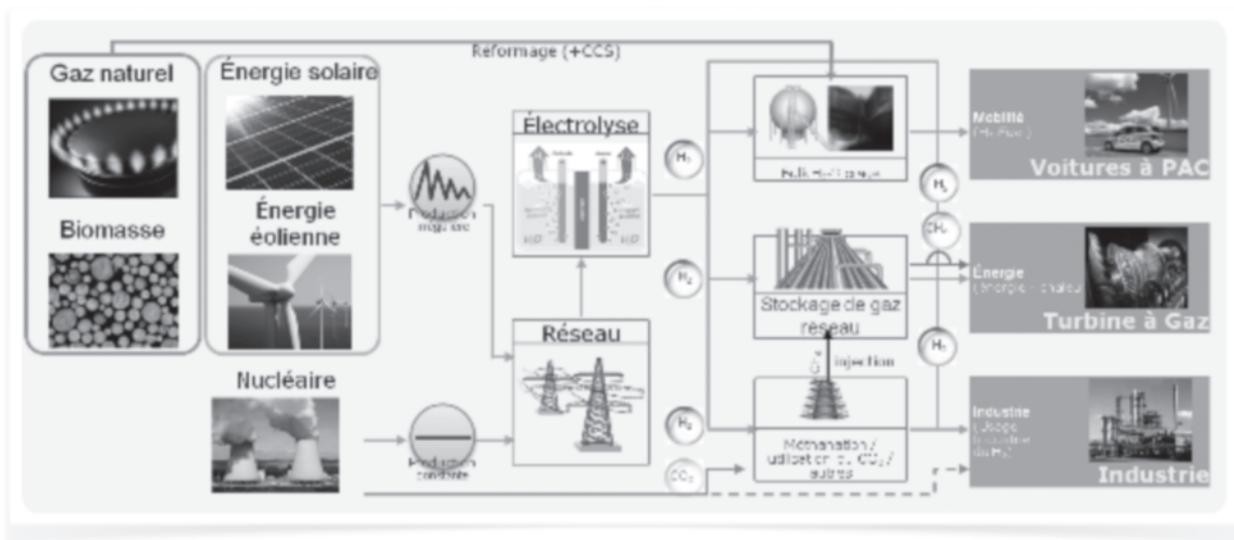


Figure 1 : Les différentes filières de l'hydrogène.

L'hydrogène est produit, transporté et utilisé tous les jours, partout dans le monde, notamment dans de nombreuses applications industrielles essentielles. Il est même absolument indispensable au raffinage des hydrocarbures, un tiers de l'hydrogène produit dans le monde étant utilisé pour désulfurer le pétrole. Vecteur énergétique stockable et flexible, produit par électrolyse à partir des EnR ou par reformage de biométhane, l'hydrogène peut jouer un rôle de passerelle tant entre réseaux électriques et gaziers, qu'entre les différents secteurs énergétiques tels que les transports durables, le bâtiment et la ville de demain ainsi que l'industrie. Il peut également entrer dans la production de carburants et combustibles de synthèse (biocarburants, valorisation du gaz carbonique (CO<sub>2</sub>), méthane de synthèse).

### L'hydrogène réduit notre dépendance aux énergies fossiles

Produit à partir de sources diversifiées d'énergies renouvelables, au moyen par exemple de l'électrolyse de l'eau, l'hydrogène s'inscrit dans l'économie circulaire et peut apporter à notre futur énergétique la sécurité d'approvisionnement nécessaire. Il peut être produit localement, partout sur le territoire où de l'énergie primaire est disponible et il est convertible en électricité par le biais d'une pile à combustible afin d'être utilisé dans de multiples applications telles que la mobilité (véhicules électriques à hydrogène : véhicules de tourisme, transports en commun, véhicules uti-

litaires avec prolongation d'autonomie, la logistique : chariots électriques, véhicules d'aéroports..., le bâtiment et la ville de demain (production combinée d'électricité et de chaleur pour les usages résidentiels via des piles à combustibles stationnaires...) ainsi que l'industrie (pour réduction du bilan carbone). Il peut également entrer dans la production de carburants et combustibles de synthèse (biocarburants, valorisation du CO<sub>2</sub>, méthane de synthèse).

Pour rappel, en France, les transports continuent de représenter près de 30 % des consommations énergétiques et, à ce titre, absorbent plus de 70 % des importations pétrolières françaises, contribuant à notre dépendance énergétique extérieure et au déficit commercial français pour près de 35 Milliards d'Euro annuellement sur les 60 Milliards d'Euro de facture énergétique.

Si l'essentiel de la production actuelle de l'hydrogène industriel s'effectue par le reformage du gaz naturel i.e. en cassant la molécule de méthane pour en extraire l'hydrogène, l'étude Mobilité Hydrogène France, citée ci-dessous, montre que la production d'hydrogène devrait évoluer vers moins de production provenant du gaz naturel et plus de production par électrolyse ou biogaz à partir d'énergie bas carbone. C'est aussi une des stratégies clairement annoncées par les principaux producteurs d'hydrogène, notamment par le leader mondial, Air Liquide. Ainsi, selon l'étude, 3 TWh d'énergie renouvelable (éolien et solaire) pourront être utilisés, à l'horizon 2030, dans les véhicules électriques à hydrogène, autant d'énergie non importée.



L'hydrogène énergie permet aux territoires de produire un carburant neutre en CO<sub>2</sub> en s'appuyant sur les ressources d'énergies renouvelables disponibles localement. Cela réduit d'autant l'impact sur les infrastructures de distribution et sur le coût de l'énergie en rendant possible un modèle d'autoconsommation. L'énergie primaire renouvelable peut être maximisée dans sa production et sa valorisation en répartissant cette énergie sur différents vecteurs, selon les besoins des réseaux et des applications. Cela apporte de la flexibilité et une beaucoup plus grande efficacité des capitaux investis.

### L'hydrogène permet de développer la mobilité électrique nécessaire à la réduction du CO<sub>2</sub> dans les transports

L'hydrogène permet en effet d'offrir aux véhicules électriques l'autonomie et la rapidité de remplissage comparables à celles des véhicules actuels. Les véhicules à piles à hydrogène sont avant tout des véhicules électriques et à ce titre utilisent la même chaîne de traction que les véhicules électriques à batteries. L'hydrogène permet aujourd'hui d'emporter dans un véhicule la quantité d'énergie nécessaire à une autonomie de plus de 500 km, proche de celle d'un véhicule à moteur thermique<sup>(3)</sup> pour un temps de remplissage de moins de cinq minutes. Le stockage de l'hydrogène s'effectue grâce à des réservoirs pressurisés à 350 bars ou 700 bars qui sont des évolutions des modèles développés pour les véhicules roulant au gaz naturel comprimé. Cette technologie est adaptée à tous types de véhicules : voitures particulières, véhicules utilitaires, bennes à ordures, bus et camions. Des premières applications sont en cours de déploiement, telles que les flottes de véhicules spéciaux et utilitaires.

Les progrès réalisés ces dernières années dans le domaine des piles à combustible, en particulier en ce qui concerne la durée de vie et de la réduction des quantités de platine mises en œuvre, rendent maintenant possible la production commerciale de véhicules électriques à hydrogène. L'Allemagne, le Japon, la Corée du Sud et les Etats-Unis préparent la mise sur le marché prochaine de véhicules électriques à pile à combustible et de stations de recharge d'hydrogène. Par ailleurs, l'utilisation d'hydrogène en mélange avec le gaz naturel (Hythane®) sur la filière Gaz Naturel Véhicule (GNV), notamment pour les bus, bennes à ordures, camions et véhicules utilitaires, permet de bénéficier à moindre coût d'avantages environnementaux.

Des véhicules électriques à hydrogène sont commercialisés depuis 2013 par le constructeur coréen Hyundai et depuis décembre 2014 par Toyota premier constructeur mondial. Ce dernier qui a fait naître et popularisé le véhicule hybride (électrique-thermique) avec ses Prius et Lexus, s'est très fortement engagé dans la promotion et la commercialisation de ces véhicules à hydrogène en annonçant en février 2015 sa décision de mettre gratuitement à disposition de l'industrie sa base de 5980 brevets. L'objectif est de créer un standard de marché.

En France, Renault installe maintenant des kits prolongateur d'autonomie constitués d'une pile à combustible et de réservoirs d'hydrogène sur ses Kangoo ZE. Un Kangoo électrique à batte-

ries ainsi équipé d'un prolongateur d'autonomie à hydrogène voit son autonomie doublée pour atteindre 300 km avec des temps de recharge de 3 à 5 minutes. Ils répondent ainsi au besoin des sociétés (La Poste, DHL, etc.) devant assurer les livraisons dans les agglomérations et qui sont confrontées à la nécessité de recourir à des véhicules propres, donc électriques, mais avec un besoin d'autonomie de l'ordre de 300 km pour assurer leurs tournées et qui ne peuvent se permettre d'immobiliser les véhicules plusieurs heures en cours de journée pour la recharge des batteries.

Les premiers Kangoo ont été livrés à Lyon le 5 mars 2015. Une station de recharge à hydrogène a été installée et ouverte la même semaine sur le port de Lyon.

Le consortium d'acteurs privés et publics, **Mobilité Hydrogène France**, fédérés par l'AFHYPAC, a présenté en septembre 2014 une étude<sup>(4)</sup> qui identifie et chiffre les bénéfices en termes de coûts et de marché des véhicules électriques à hydrogène et les possibilités de diffusion de ces technologies dans le cadre d'un plan de déploiement national. L'étude s'appuie sur les demandes réelles et immédiates des premiers marchés professionnels que constituent les flottes captives clients, avant d'étendre le réseau à l'ensemble du territoire pour le marché de masse du grand public.

Les résultats de cette étude confortent les perspectives concrètes d'un plan de déploiement sur le territoire national. Le scénario propose le déploiement d'ici à 2020 de 15 à 20 stations, 500 à 700 véhicules utilitaires légers et quelques dizaines de petits camions équipés de piles à hydrogène. Elle constitue l'amorçage d'une infrastructure nationale et s'inscrit naturellement dans les corridors hydrogène développés par l'Europe qui visent à doter les grands axes routiers européens de stations de recharge d'hydrogène tous les 80 à 100 km.

Le rapport montre que le déploiement de la mobilité hydrogène permettrait en France d'épargner 500 M€ entre 2015 et 2030 en terme de santé publique, de créer 700 M€ de chiffre d'affaires ainsi que de réduire de 1,2 Mt les émissions de CO<sub>2</sub> par an et jusqu'à 10,5 Mt en 2050 et beaucoup plus dans le cas d'un déploiement généralisé en Europe.

Au niveau des coûts, il est dès aujourd'hui possible de produire des véhicules électriques hybridant batteries et pile à combustible hydrogène à un coût total de possession proche de celui du véhicule diesel pour des usages intensifs de livraison en zone urbaine. Cela a été démontré dans l'étude Mobilité Hydrogène France. Cette approche hybridant batteries et piles à hydrogène sur des véhicules de série est une innovation française, encensée par la presse du monde entier et saluée par le Président de la République en personne le 9 septembre 2014 à l'Élysée. Des constructeurs majeurs commencent à considérer que cette solution pourrait considérablement accélérer et étendre la pénétration des véhicules électriques actuellement produits en série.

(3) Performances attestées pour les modèles hydrogène Hyundai ix35, Toyota Mirai, Honda FCX Clarity.

(4) [http://www.afhypac.org/images/documents/h2\\_mobilite\\_france\\_fr\\_final.pdf](http://www.afhypac.org/images/documents/h2_mobilite_france_fr_final.pdf)



### L'hydrogène permet le stockage massif de l'énergie pour faciliter le déploiement des EnR et les intégrer au système énergétique français

Le déploiement de plus en plus important des énergies renouvelables, par nature variables et intermittentes comme le solaire et l'éolien entraîne des changements profonds dans la gestion du système électrique. Nous changeons de paradigme en passant en effet d'un modèle où les moyens de production d'énergie électrique produisaient en fonction de la demande, à un système où 15 à 20 % de la production d'électricité aujourd'hui et de l'ordre de 40 % à 50 % à l'horizon 2050, proviendront de sources renouvelables dont la production dépend de facteurs, principalement météorologiques, totalement déconnectés de la demande. Il s'agira donc d'adapter cette production variable et intermittente à la demande des utilisateurs d'où le nécessaire recours au stockage de l'électricité.

Plusieurs scénarii présentés lors du Débat national sur la transition énergétique, dont en particulier celui de l'ADEME, mettent en évidence le nécessaire besoin de mobiliser des moyens de stockage massif. Une étude financée par GRTgaz, le principal opérateur de réseau de transport de gaz à haute pression en France et réalisée par le consultant E-Cube dans le cadre du scénario ADEME 2050, montre que c'est un surplus de 75 TWh qui pourrait être disponible à l'horizon 2050. Même en utilisant tous les moyens disponibles (stockages traditionnels, stations de pompage hydraulique, gestion de la demande grâce aux smart grids, exportations éventuelles vers les pays voisins), il subsiste de l'ordre de 25 TWh d'électricité à valoriser. Ce surplus résiduel d'électricité peut être valorisé en transformant l'électricité en hydrogène par électrolyse. **Le stockage de l'électricité renouvelable sous forme d'hydrogène est en effet le seul permettant d'offrir la flexibilité nécessaire aux réseaux, en permettant de lisser les variations de production de plusieurs jours à plusieurs semaines pour des volumes importants, un bon rendement énergétique et surtout la possibilité de valoriser l'énergie renouvelable sous forme d'hydrogène dans de multiples applications : soit pour la mobilité à hydrogène soit pour l'industrie, soit enfin être injecté dans les réseaux de gaz naturel qui constituent un potentiel de stockage, transport et valorisation très important (plusieurs dizaines de TWh).**

La possibilité de produire l'hydrogène par électrolyse en dissociant la molécule d'eau (H<sub>2</sub>O) avec de l'électricité et partant de stocker massivement l'électricité, confère à l'hydrogène le statut de véritable vecteur énergétique. Il permet en outre de passer des réseaux électriques aux réseaux gaziers, du vecteur électrique au vecteur gaz, et de ce fait optimiser l'utilisation des infrastructures existantes. Enfin, des recherches sont en cours pour la recombinaison de l'hydrogène avec du gaz carbonique (issu par exemple d'une installation de méthanisation) afin de produire du méthane de synthèse permettant de réduire nos importations de gaz naturel.

Les calculs démontrent qu'avec le développement actuel des technologies, le coût complet de l'hydrogène produit par électrolyse incluant le coût de l'énergie électrique, l'amortissement du capital, et les coûts d'exploitation, établis sur la base de 2 000 heures de fonctionnement par an, serait de 150 €/MWh (au PCI de l'hydrogène) pour les grosses installations (10 MW) à 250 €/MWh pour les petites installations (1 MW).

En comparant à une valeur du gaz naturel de 30 €/MWh environ, on pourrait en déduire à première vue que l'injection d'hydrogène électrolytique dans un réseau de gaz naturel serait peu économique. Or, de nombreuses études ont comparé les technologies en utilisant comme critère de comparaison le coût du MWh restitué, c'est à dire en incluant le coût du stockage énergétique<sup>(5)</sup>.

**En appliquant ces calculs aux différents types de stockage existant, le coût du MWh restitué s'établit en réalité de quelques centaines à plus de mille euros selon le type de stockage. L'injection d'hydrogène s'avère donc beaucoup plus économique.**

Cette filière ne requiert pas d'investissements nouveaux en matière de réseaux. Elle se prête parfaitement à un stockage diffus et localisé dans les territoires. C'est une solution d'une très grande souplesse, adaptée à de nombreux contextes et à des échelles très différentes.

Ainsi, l'injection de l'hydrogène dans les réseaux de gaz présente de nombreux avantages économiques et environnementaux. Cette solution optimise l'utilisation des réseaux actuels et n'impose que des investissements en électrolyseurs. Pour que cette solution voie le jour, un soutien des pouvoirs publics est nécessaire pour permettre de financer des démonstrateurs, optimiser les processus et définir les modèles d'affaires pertinents ainsi que les mécanismes tarifaires adaptés.

### L'hydrogène offrira à notre économie la compétitivité dont elle a besoin

Comme indiqué par la récente étude européenne « Fuelling Europe's Future »<sup>(6)</sup> le passage à la mobilité bas carbone et notamment le développement de la mobilité électrique (batteries et piles à combustible/hydrogène) permet de :

- créer en Europe, d'ici à 2030, 850 000 à 1,1 million d'emplois net et jusqu'à 2,3 millions d'ici 2050 ;
- réduire la facture énergétique des véhicules jusqu'à 83 milliards d'euros en 2030 et 180 milliards en 2050 ;
- réduire les émissions de CO<sub>2</sub> jusqu'à 64 % en 2030 et 97 % en 2050 ;
- améliorer la qualité de l'air avec réduction des particules fines jusqu'à 95 % d'ici à 2050.

Dans la même logique, le rapport du consortium Mobilité Hydrogène France montre que :

- le déploiement de la mobilité hydrogène permettrait en France d'épargner 500 millions d'euros entre 2015 et 2030 en termes de dépenses de santé publique, le coût sociétal des

(5) Le coût du MWh restitué se calcule selon la formule suivante : *Coût complet de l'énergie électrique à l'entrée / Rendement + Coût d'investissement du MWh de capacité / Nombre de cycles dans la vie du système.*

(6) « Fuelling Europe's Future » (2013) : <http://www.camecon.com/EnergyEnvironment/EnergyEnvironmentEurope/FuellingEuropesFuture.aspx>



émissions de CO<sub>2</sub>, des polluants et du bruit étant estimé à 510 € par an par véhicule à combustion ;

- par ailleurs la vente des véhicules à hydrogène pourrait dégager 700 millions d'euros de valeur en France d'ici à 2030.

La France est un acteur majeur de la recherche et de l'innovation dans le domaine de l'hydrogène énergie et des piles à combustibles, avec notamment le CNRS et le CEA, mais aussi avec un nombre croissant de jeunes entreprises innovantes qui sont à l'origine de plusieurs premières mondiales. **Des entreprises innovantes françaises sont aujourd'hui citées en exemple par le DoE (Département américain de l'énergie) ou visitées régulièrement par des responsables politiques et industriels japonais.**

Pour autant, ce dynamisme est fragile, et le risque est grand de voir la France un jour uniquement dépendante de technologies et de produits quasiment exclusivement développés et produits à l'étranger. Car au-delà de l'hydrogène industriel que nous maîtrisons depuis des décennies, l'hydrogène énergie et les technologies qui s'y rapportent (électrolyseurs, piles à combustibles et leurs applications, moyens de stockage, etc.) représentent un nouveau et formidable potentiel économique dont l'avènement impactera les systèmes énergétiques et les écosystèmes industriels stratégiques pour la France, dans leur ensemble : que ce soit en matière de production, de stockage, et d'utilisation, notamment dans le monde des transports.

De nombreux pays ont compris l'importance de l'hydrogène énergie, tels que le Japon, l'Allemagne ou les Etats-Unis qui investissent aujourd'hui massivement dans son développement : mise en service de plus de 100 000 piles à combustible pour cogénération résidentielle au Japon, plus de 5 000 chariots élévateurs en service aux Etats-Unis, 50 stations hydrogène pour véhicules en cours de déploiement en Allemagne, mais également au Danemark, en Suède, au Royaume-Uni, aux Pays-Bas, au Canada... De même les vecteurs hydrogène et méthane de synthèse (Power to Gas), font l'objet de plusieurs projets de démonstration à échelle industrielle en Allemagne et en Italie. La France qui a développé dans ses centres de recherche d'excellentes technologies doit maintenant s'engager plus résolument dans le déploiement industriel pour préserver et développer les emplois, réussir la transition énergétique et améliorer la qualité de vie des Français.

## CONCLUSION

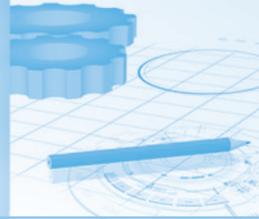
Les technologies de l'hydrogène énergie constituent une solution de stockage et de conversion d'énergie dans lesquelles il est important d'investir dès aujourd'hui afin de faire face :

- à la nécessité de décarboner, ou plus exactement « défossiliser », notre société, notre énergie et nos transports, afin notamment d'améliorer la santé et le bien-être des citoyens ;
- au besoin de réduire notre dépendance énergétique en développant les énergies renouvelables et donc de stocker l'énergie pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique ;
- à l'impératif de développer la compétitivité et l'innovation au vu de la concurrence mondiale, notamment des pays émergents.

La France dispose des forces industrielles et scientifiques qui ont contribué au développement de ces technologies. Ainsi la France, deuxième plus gros marché européen pour les véhicules automobiles, a le potentiel de devenir leader dans l'hydrogène pour le transport et le stockage énergétique, à condition que des actions rapides associant pouvoirs publics et acteurs industriels soient engagées pour initier une dynamique porteuse.

L'émergence en France d'initiatives de déploiement concret au niveau régional qui seront autant de démonstrateurs technico-économiques des atouts de l'hydrogène pour optimiser l'intégration d'énergies renouvelables et pour contribuer à une mobilité propre est donc essentielle afin que notre pays tire les fruits de l'économie de l'Hydrogène énergie.

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015, JO 18 août, relative à la transition énergétique pour la croissance verte (et notamment son article 121) ainsi que la solution « *Mobilité écologique* » de l'« *Industrie du Futur* » montrent clairement que les pouvoirs publics français ont pris la mesure des enjeux. Pour leur part, les acteurs français de l'hydrogène sont prêts à jouer leur rôle et à participer aux projets en réalisant les partenariats publics-privés nécessaires au déploiement de ces technologies en France et ainsi récolter les bénéfices économiques de ces innovations sur le territoire. L'inaction pourrait en effet coûter très cher à la nation, car l'hydrogène sera indispensable demain. ■



## Le Power to Gas, ou comment relever le défi du stockage de l'électricité ?<sup>(1)</sup>



Par Philippe Boucly

1<sup>er</sup> Vice Président de l'AFHYAC<sup>(2)</sup>

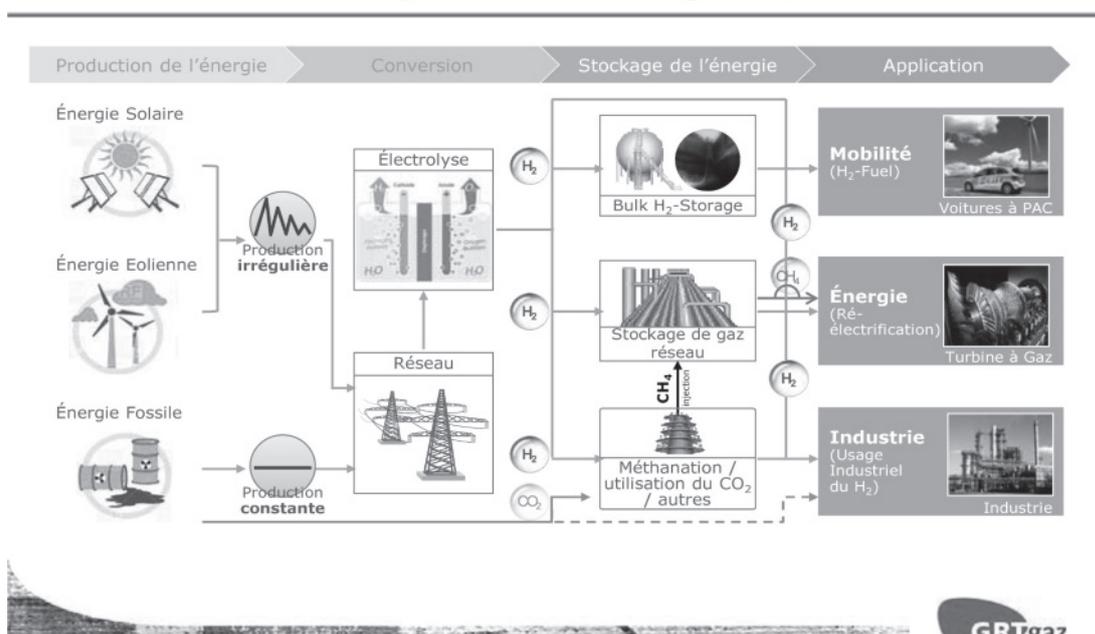
→ BDEI 2008

### I.- UN DÉFI : L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Dans un contexte général de transition énergétique, les marchés de l'électricité et de gaz sont en pleine mutation. Avec l'introduction progressive des énergies renouvelables (éolienne, solaire) dans les systèmes énergétiques, les économies sont en train de changer de paradigme. Dans le monde actuel, la production s'adapte à la consommation : l'opérateur du réseau électrique ap-

pelle ou arrête des moyens de production en fonction des besoins de consommation qu'il anticipe. Dans le futur, avec une électricité produite essentiellement avec des moyens renouvelables, production par essence aléatoire, variable, intermittente, l'adaptation de la production à la consommation sera plus complexe compte tenu de la nature de cette production renouvelable. On comprend ainsi que la question clé, « *le Graal de la transition énergétique* » est la question du stockage de l'électricité. En d'autres termes, en termes plus poétiques, pour reprendre une expression de Joël de Rosnay, « *Comment mettre le soleil en conserve ?* ».

## Un changement de paradigme dans le système énergétique



Ainsi, est apparu dans la littérature consacrée à la transition énergétique le concept de « Power to Gas ». Le « Power to Gas »

consiste en la transformation par électrolyse de l'eau de l'électricité en hydrogène .



L'hydrogène produit peut alimenter toutes les applications habituelles de l'hydrogène :

- Hydrogène **industriel** : comme matière première (Power to Chemical) ou pour créer des atmosphères réductrices, ou améliorer les échanges thermiques dans certains procédés. Actuellement, l'hydrogène utilisé dans l'industrie provient à 95 % du réformage du gaz naturel avec pour conséquence un très mauvais bilan carbone (10 kg de CO<sub>2</sub> par kg d'H<sub>2</sub> produit !);
- Hydrogène pour la **mobilité** (Power to Mobility) : l'hydrogène est utilisé dans des piles à combustibles pour alimenter des véhicules électriques ou en mélange avec du gaz naturel pour alimenter des moteurs à combustion interne ;
- Hydrogène pour la **production d'électricité** (Power to Power) pour des systèmes isolés (off grid) ou des systèmes insulaires ;
- Il peut également être **injecté dans les réseaux de gaz naturel** directement ou sous forme de méthane de synthèse après méthanation, c'est-à-dire recombinaison de l'hydrogène avec du gaz carbonique (issu d'installations de capture de CO<sub>2</sub> ou d'installations de méthanisation par exemple) selon la réaction de Sabatier. (C'est parfois cette seule application que d'aucuns appellent « Power To Gas »).

Permettant de transformer l'électricité en gaz combustible, le Power to Gas permet ainsi de créer des passerelles entre les réseaux électriques et gaziers. Sur un plan historique, il faut se souvenir que le concept de « Power to Gas » était déjà apparu en France dans les années 70, au moment du lancement du programme nucléaire français où l'on pensait utiliser l'électricité nucléaire des heures creuses pour produire de l'hydrogène. Puis le concept a disparu pour ne réapparaître que très récemment en 2009

## II.- LE « POWER TO GAS » : UN MOYEN DE STOCKER MASSIVEMENT L'ÉLECTRICITÉ

GRTgaz a commencé à étudier ces questions dès 2011 confiant une première étude au consultant E-cube<sup>(1)</sup>.

L'étude consistait en la modélisation heure par heure de l'équilibre offre/demande d'électricité, en simulant la variabilité des différents facteurs (production éolienne, photovoltaïque, demande d'électricité) sur la base de données historiques.

L'étude se place dans un scénario résolument ambitieux pour le développement des renouvelables en France, celui du scénario 2050 de l'ADEME, l'Agence Française pour l'Environnement et la Maîtrise de l'Énergie (p.m : puissances en éolien et en photovoltaïque : 70 000 MW et 60 000 MW respectivement). L'étude évalue les surplus de production d'électricité, le surplus étant défini comme :

Surplus = Nucléaire + Eolien + Photovoltaïque + Hydraulique fatal (i.e.au fil de l'eau) – Consommation intérieure.

(1) [http://www.grtgaz.com/fileadmin/transition\\_energetique/documents/hydrogene\\_et\\_reseau\\_e-cube\\_GRTgaz.pdf](http://www.grtgaz.com/fileadmin/transition_energetique/documents/hydrogene_et_reseau_e-cube_GRTgaz.pdf)

L'étude met ainsi en évidence un surplus de 75 TWh (à comparer à une production nette d'électricité de 551 TWh en 2013) mais surtout étudie la répartition de ces surplus d'électricité au cours de l'année. Ceci est particulièrement important puisque cette répartition conditionne le mode de traitement de ces excédents. Ainsi, 80% de ces surplus, (

soit 60 TWh, proviennent de périodes supérieures à 12 heures et 1/3 des surplus environ de périodes de 3 jours à 1 semaine.

Différentes solutions sont en effet envisageables pour valoriser ces surplus d'électricité :

- **Maîtrise de la demande de l'énergie** (MDE ou « *demand response management* »).

C'est tout l'enjeu des « *smart grids* ». Avec le développement croissant de l'interaction avec le client à l'aide de moyens informatiques, le client lui-même souhaitant être plus actif (*consum-acteur* ou « *prosumer* »), il sera possible d'adapter jusqu'à un certain point la consommation à la production. Pour les clients industriels, il est également possible de moduler la consommation en agissant sur le processus industriel. Dès à présent, des « *agrégateurs* » apparaissent et proposent des offres de délestage pour des ensembles de clients.

- **Stockages traditionnels** : ce sont essentiellement des moyens tels les STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage), les volants d'inertie, les super condensateurs et les batteries, ainsi que les cavités de stockage d'air comprimé (CAES : Compressed Air Energy Storage).

La technologie du CAES est aujourd'hui encore au stade du développement. 2 cavités sont en service actuellement : Huntorf (Allemagne), créée en 1978 (290 MW – 8h de stockage) et Mac Intosh (USA) créée en 1991 (110 MW – 26 h de stockage). Des projets seraient à l'étude dans différents pays.

Le stockage d'énergie par pompage hydraulique (grâce aux STEP) est une technologie mature. En France, la puissance installée totale est de 4200 MW avec en particulier deux grosses unités : Montezic (870 MW – 40 heures) et Grand-maison (1160 MW – 30 heures). Les quantités d'énergie stockables dans ces installations sont de l'ordre de 35 GWh, à chaque cycle pompage/turbinage. Leur développement reste cependant soumis à l'acceptation des populations concernées. Des exemples récents en France montrent l'extrême sensibilité de cette question.

- **Exportations** : les surplus de production peuvent être exportés vers les pays voisins (Allemagne et Espagne par exemple) si ces pays eux-mêmes ne sont pas en situation de surproduction ! En outre, cela suppose des interconnexions suffisantes avec ces pays. L'intégration des EnR demande en effet des investissements dans les réseaux et les interconnexions.
- **Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau**. L'électricité excédentaire sert à électrolyser de l'eau pour produire de l'hydrogène. Un optimum est à trouver en matière d'équipement en électrolyseurs. Afin d'assurer une durée de fonctionnement suffisante des électrolyseurs, une partie du surplus

# Hydrogène

## LES SOLUTIONS TECHNIQUES

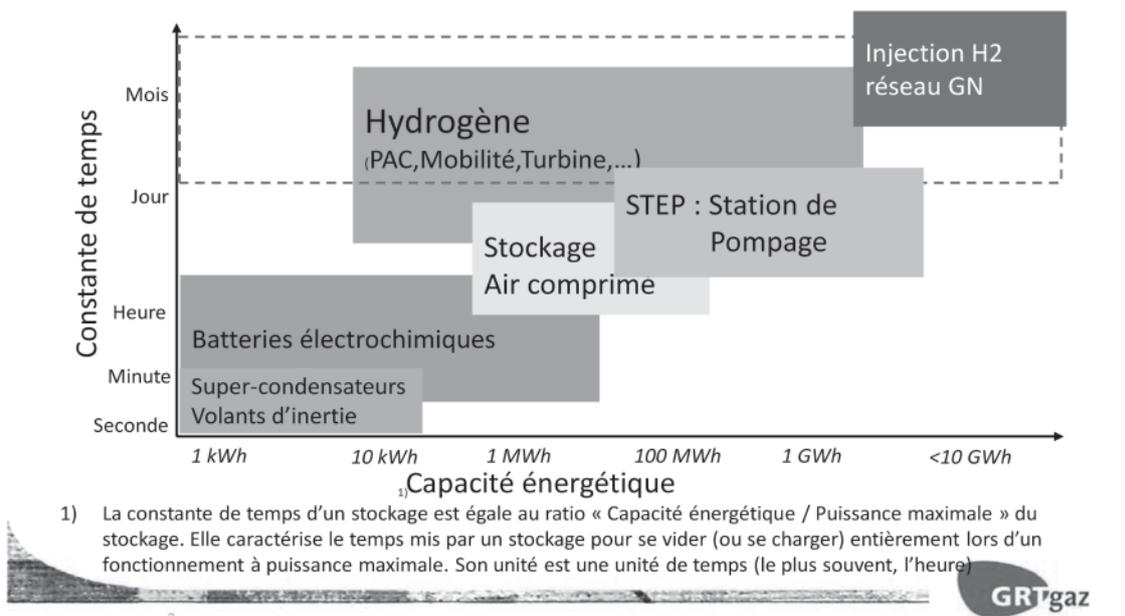


doit être délestée car il ne serait pas économiquement intéressant d'utiliser ce surplus d'électricité pour produire de l'hydrogène.

Comme le montre le diagramme ci-dessous, l'hydrogène est le moyen le mieux adapté aux longues durées et la seule technologie utilisable pour un stockage saisonnier.

**L'hydrogène semble aujourd'hui la technologie la plus adaptée au stockage massif de longue durée**

CAPACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET CONSTANTE DE TEMPS DES DIFFÉRENTES SOLUTIONS DE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ



L'étude E-Cube montre qu'après épuisement de toutes les solutions alternatives de valorisation, il reste une quantité d'électricité de 25 TWh utilisable pour produire de l'hydrogène par électrolyse, ce qui compte tenu du rendement moyen des électrolyseurs produit 20 TWh d'énergie sous forme d'hydrogène.

Ainsi, l'hydrogène apparaît comme un véritable vecteur énergétique capable de réaliser des transferts d'énergie dans le temps mais aussi dans l'espace, s'il est injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Fin 2013, GRTgaz associé à l'ADEME et à GrDF a financé une étude plus vaste confiée au groupement de consultants E&E-Consultants, HESPUL et SOLAGRO. L'étude, publiée fin octobre 2014<sup>(2)</sup>, examine un certain nombre de scénarios en France, Allemagne et Danemark notamment.

- En France, parmi les 11 scénarios présentés lors du Débat National sur la Transition Énergétique, 4 seulement évoquent le « Power to Gas » et mettent en évidence des quantités d'électricité à stocker comprises entre 20 et 92 TWh à l'horizon 2050. Dès 2030, des quantités excédentaires apparaissent, de l'ordre de 2 à 5 TWh.

(2) <http://www.grtgaz.com/fileadmin/engagements/documents/fr/Power-to-Gas-etude-ADEME-GRTgaz-GrDF.pdf>

- Au Danemark, où l'énergie éolienne a pris une grande importance (34% de la production électrique en 2013, 63% en janvier 2014), le besoin de stockage est estimé entre 2 et 7 TWh.
- En Allemagne, où le « Power to Gas » est pris très au sérieux, tous les scénarios l'intègrent désormais avec des besoins de stockage compris entre 10 et 90 TWh. La DENA, l'Agence Allemande de Maîtrise de l'Énergie (équivalente à l'ADEME en France) a une plateforme stratégique depuis avril 2011 ainsi qu'une feuille de route depuis juin 2012.

De la revue des différents scénarios, l'étude tire les enseignements suivants :

- C'est la production massive d'électricité à partir d'énergies renouvelables (éolienne, solaire) qui entraîne le recours au « Power to Gas » afin de valoriser les excédents éventuels. Le « Power to Gas » apparaît donc dans les scénarios ambitieux en matière de renouvelable et seulement après 2030, c'est-à-dire lorsque ces énergies renouvelables deviennent significatives voire prépondérantes dans le système électrique. Le « Power To Gas » n'apparaît nécessaire que lorsque l'électricité d'origine renouvelable variable atteint une part de l'ordre de 40 à 50 % dans le mix de production électrique, ce qui devrait être le cas de l'Allemagne peu après 2030 ;
- Dans les scénarios étudiés, le recours à la méthanation (qu'elle soit catalytique – réaction de Sabatier – ou biolo-

gique) n'est pas systématique, mais la conversion de l'hydrogène en méthane de synthèse a toutefois l'avantage de produire un gaz injectable sans restriction dans les réseaux de gaz naturel ;

- À travers la gestion coordonnée des réseaux qu'il impose (réseaux de gaz naturel, réseaux électriques, éventuellement réseaux de chaleur), le « Power to Gas » oblige à une vision systémique de notre modèle énergétique ;
- Le « Power to Gas » ne nécessite pas de rupture technologique. Cependant, son industrialisation et son intégration

dans le système énergétique nécessitent des efforts importants d'optimisation des différentes briques technologiques qui le composent. Ceci exige la mise en place de démonstrateurs et de pilotes industriels.

Ainsi que le montre le tableau ci-dessous, de tels démonstrateurs existent déjà en Europe, et notamment en Allemagne où 14 démonstrateurs (que ce soit pour de l'hydrogène industriel, la mobilité ou l'intégration des renouvelables) existent déjà. Plus de quinze démonstrateurs supplémentaires sont en préparation.

### De nombreux démonstrateurs en Europe

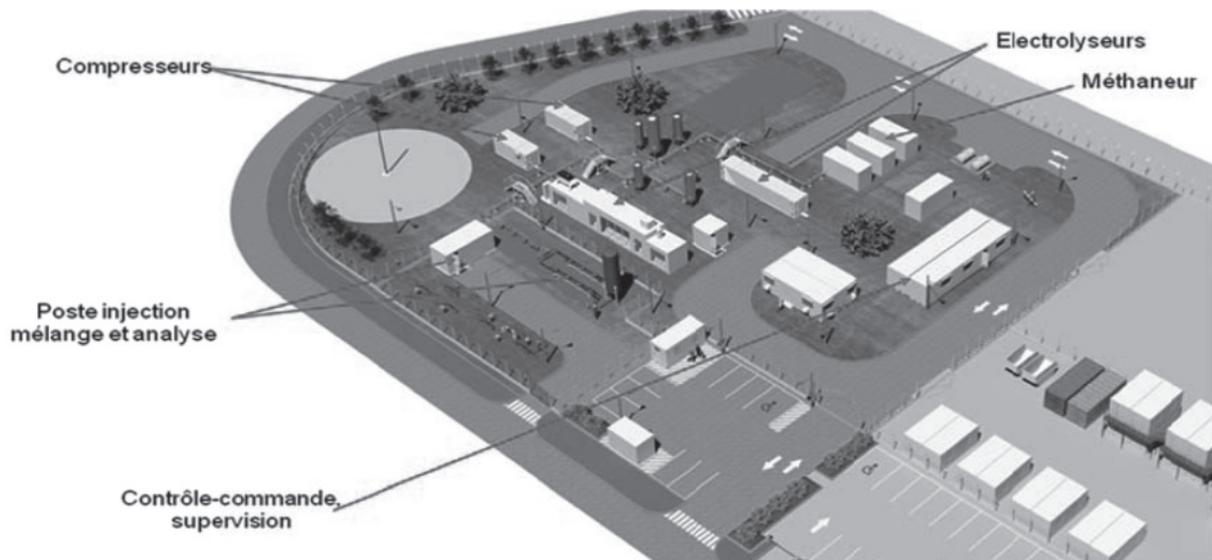
Pays	Projets	Début	Puissance MW	Vecteur	Inj. réseau	Electrolyse	Acteurs
Allem.	Enertrag - Prenzlau	2011	6	H2	Gaz	Alcalin	Enertrag-McPhy-TOTAL
Allem.	Falkenhagen EON	2011	2	H2	Gaz	Alcalin	Eon-Ontras-Hydrogenics
Allem.	AUDI - Wertle	2013	6	CH4	Gaz	Alcalin	EWE-ETOGAS
Italie	INGRID Puglia	2013	1,2	H2	Gaz		ENEL-McPhy-Hydrogenics
Allem.	Thüga AG Frankfurt	2013	0,32	H2	Gaz	PEM	ITM Power-Thüga
Allem.	Hambourg- EON	2014	1	H2	Gaz	PEM	Eon-Hydrogenics
France	GRHYD - Dunkerque	2014	0,12	H2 et Hythane	Gaz	PEM	GDF SUEZ McPhy- CEA AREVA H2Gen
France	MYRTE	2013	0,25	H2	Elect.	PEM	Univ.Corse - 4REVA H2Gen CEA

En France, en Corse plus précisément, le projet MYRTE, projet « Power to Power », étudie le stockage de l'énergie solaire, notamment pour les systèmes isolés ou insulaires.

À Dunkerque, le projet GRHYD développé sous l'égide de ENGIE (ex-GDF SUEZ) convertit l'énergie éolienne en hydrogène. ENGIE et trois de ses filiales (GrDF, GNVERT et Cofely Inéo) se sont associés au sein d'un consortium avec des équipementiers (AREVA H2Gen et McPhy Energy), des structures publiques (CEA, INERIS), un centre technique (CETIAT), un exploitant de réseau de transport urbain (STDE) et avec la Communauté Urbaine de Dunkerque, territoire d'accueil du projet. L'hydrogène produit est injecté dans le

réseau de distribution de gaz naturel jusqu'à une proportion de 20% en volume (le mélange ainsi formé s'appelle Hythane) pour alimenter une flotte de 50 bus à gaz et un lotissement neuf de 200 logements.

De son côté, dans le cadre d'un consortium réunissant les sociétés McPhy Energy, Atmostat, Leroux et Lotz ainsi que la CNR, et avec l'appui de RTE, GRTgaz est sur le point de lancer la construction d'un démonstrateur industriel (dénommé JUPITER1000) où seront testés des électrolyseurs de technologie PEM ou alcaline d'une puissance unitaire de 0,5 MW ainsi qu'un méthaneur. L'hydrogène produit sera injecté dans le réseau de transport de gaz naturel.



### III.- LES CONDITIONS ÉCONOMIQUES PERMETTENT D'ENVISAGER DE PREMIERS DÉPLOIEMENTS

Le coût de production de l'hydrogène par électrolyse dépend de nombreux facteurs :

- Le coût d'investissement (Capex) : il est estimé actuellement à 1 100 EUR/kW pour des électrolyseurs alcalins et à 2 200 EUR/kW pour des électrolyseurs PEM (ce coût unitaire dépend évidemment de la taille de l'installation) ;
- Les coûts annuels d'exploitation et de maintenance (Opex) : estimés à 5 et 3 % des Capex respectivement pour les électrolyseurs alcalins et PEM ;
- Le taux d'utilisation et le rendement de l'installation d'électrolyse ;
- Le prix de l'électricité ;
- La vente de co-produits : chaleur et oxygène.

Dans le cas hypothétique d'achat d'électricité à un prix fixe, plus l'électrolyseur fonctionne longtemps, plus les coûts de production baissent, l'augmentation des quantités produites réduisant la part (Capex+Opex) dans le coût de production.

Ainsi, si l'électrolyseur est utilisé en baseload (100 % du temps), le prix de l'électricité constitue l'essentiel du coût de l'hydrogène produit. On comprend que dans ce cas, le rendement de l'électrolyseur joue un rôle capital dans le prix de revient de l'hydrogène.

Si, en revanche, l'électrolyseur n'est utilisé que moins de 20 % du temps, pour par exemple valoriser des surplus d'électricité, les coûts liés aux Capex deviennent prépondérants.

De façon simplifiée, avec un taux interne de rentabilité de 10 %, une durée d'amortissement de 15 ans et un rendement de l'électrolyseur de 65 %, le coût de l'hydrogène produit s'établit à

4,3 EUR/kg soit 143 EUR/MWh à comparer au coût de production par vapo-réformage de 1,5 à 2 EUR/kg (et à un coût de rachat du biométhane compris actuellement entre 45 et 125 EUR/MWh).

Dans la réalité, l'électricité est achetée sur le marché à un prix fluctuant en fonction de l'équilibre offre/demande. L'installation de « Power To Gas » étant destinée à utiliser les surplus d'électricité fonctionnera aux heures où l'électricité est la moins chère. Différentes études ont été menées depuis quelques années, notamment dans les pays scandinaves<sup>(3)</sup>, pour déterminer le prix auquel la fourniture d'électricité pourrait être effectuée, ce prix dépendant évidemment du taux de pénétration des énergies renouvelables intermittentes dans le mix de production électrique.

Les études mettent en évidence un coût minimal de production aux alentours de 4 000 à 5 000 heures de fonctionnement. En deçà de cette durée pivot, les coûts baissent lorsque la durée augmente du fait d'un meilleur amortissement du capital. Au-delà de cette durée, l'amélioration de l'amortissement ne peut plus être compensée par l'augmentation du coût de l'électricité.

Ces considérations économiques permettent de mesurer le poids respectif du coût des investissements et de l'électricité dans l'évaluation du coût de l'hydrogène produit.

- Elles mettent clairement en évidence la nécessité de continuer à améliorer la performance des électrolyseurs : diminution des coûts d'investissement et de maintenance, augmentation du rendement des électrolyseurs, capacité à assurer un bon suivi de charge afin de saisir ainsi toutes les opportunités d'électricité excédentaire.
- Elles ne tiennent pas compte de la valorisation des co-produits tels que la chaleur et l'oxygène.

(3) Jorgensen,C,Ropenus,S,2008 : Production price of hydrogen from grid connected electrolysis in a power market with high wind penetration . International Journal of Hydrogen Energy 33,5335-5344

- Il s'agit du coût de production de l'hydrogène par électrolyse sur site et représente donc un avantage concurrentiel certain par rapport à l'hydrogène produit de façon centralisée par vapo-réformage, qui doit supporter en plus le coût du transport ainsi que le coût de la taxe carbone.
- Enfin, le calcul ne prend pas en compte la valorisation des services systèmes que le « Power To Gas » peut apporter au réseau de transport d'électricité.

#### IV.- LE « POWER TO GAS » APPORTE DES BÉNÉFICES SOCIO-ÉCONOMIQUES CONSIDÉRABLES

- **Intégrer les énergies renouvelables au système énergétique**

Le « Power To Gas » permet de mieux intégrer les énergies renouvelables au système énergétique et valoriser des énergies qui, en son absence, seraient perdues. L'étude fine de l'application des différents moyens traditionnels de stockage (chauffe-eau, véhicule électrique, STEP, etc....) aux chroniques annuelles de température montre que ces moyens de stockage ne présentent pas un volume et une flexibilité suffisants pour absorber les surplus d'électricité.

Par exemple, en présence de deux événements de production excédentaire de 12 heures séparés de seulement quelques heures de faible déficit, ces systèmes ne disposent pas d'une capacité de stockage suffisante pour la seconde période. Seul le « Power To Gas » présente cette capacité de stockage massif et inter saisonnier.

- **Services au système électrique**

Le « Power to Gas » peut apporter des services au réseau électrique et participer aux services systèmes, services opérationnels que l'opérateur de réseau met en œuvre pour permettre un bon fonctionnement des réseaux électriques et garantir un approvisionnement en électricité sûr et continu. Le marché est évalué aujourd'hui à 1000 MW.

- **Utiliser les infrastructures existantes**

La conversion d'électricité excédentaire en hydrogène et son injection dans les réseaux de gaz naturel permet, en ayant recours aux infrastructures existantes, d'éviter tout nouvel investissement spécifiquement dédié au stockage. Sur la base d'une consommation annuelle de gaz naturel de 400 TWh, un taux d'hydrogène de 6 % en volume soit 2 % en énergie permet de stocker 8 TWh. La conversion de l'hydrogène en méthane de synthèse permet de s'affranchir de cette limite.

En outre, notamment en cas d'opposition sociétale importante, le « Power to Gas » peut permettre d'éviter une partie des investissements des réseaux électriques nécessaires au raccordement de capacités renouvelables nouvelles.

- **« Décarboner » le mix énergétique**

La combustion de l'hydrogène ne produisant que de l'eau, le « Power to Gas » permet de réduire les rejets de CO<sub>2</sub> dans la mesure où l'hydrogène est produit par électrolyse avec de l'électricité décarbonée

(La production d'hydrogène par réformage du gaz naturel génère en France de l'ordre de 10 Mt de CO<sub>2</sub> par an !). Ainsi la combustion de 25 TWh d'hydrogène permet de réduire les rejets de CO<sub>2</sub> de 5 à 8,5 millions de tonnes selon qu'il se substitue à du gaz naturel ou du charbon. Le « Power to Gas » permet également de contribuer à une mobilité durable « décarbonée » : 10 TWh d'hydrogène permettent d'alimenter une flotte de 2,4 millions de véhicules légers.

Enfin, la méthanation, recombinaison d'hydrogène et de gaz carbonique (capté dans une installation industrielle par exemple) permet de recycler le CO<sub>2</sub> et de le valoriser sous forme de méthane de synthèse.

- **Retombées économiques et sociales**

L'hydrogène étant produit localement grâce à l'énergie renouvelable, le « Power to Gas » réduit les importations de combustibles fossiles et par là même permet d'améliorer la balance commerciale. Permettant d'assurer le stockage de l'électricité excédentaire, le « Power to Gas » favorise le développement des productions électriques renouvelables nationales. Le développement des technologies liées au « Power to Gas » ainsi que la construction et l'exploitation d'installations utilisant ces procédés créera un nombre d'emplois important et procurera des opportunités intéressantes d'exportation de ces technologies.

#### V.- IL EST NÉCESSAIRE DE CONSTRUIRE UN CADRE LÉGISLATIF ET ÉCONOMIQUE APPROPRIÉ

Les études réalisées jusqu'à présent permettent de cerner les problèmes posés et également d'engager des réflexions complémentaires en particulier :

- Quel sera le positionnement du « Power to Gas » dans le système énergétique dans son ensemble ?
- Quel modèle économique lui appliquer ?

- **Positionnement du « Power to Gas »**

Deux visions peuvent être développées :

- La première considère que le « Power to Gas » n'est qu'un nouveau moyen de produire de l'hydrogène. Il s'agit donc d'un service marchand nouveau qui doit s'intégrer dans le marché selon les règles habituelles d'organisation des marchés.
- Une autre vision consiste à considérer le caractère systémique du « Power to Gas » vis-à-vis du modèle énergétique dans son ensemble. Il apporte au système énergétique une solution d'équilibrage et a donc naturellement vocation à faire partie du secteur régulé (au même titre que les réseaux). Il doit donc par conséquent être encadré par des règles précises dérogeant de celles qui s'appliquent aux services marchands.

Il est important qu'un choix soit fait entre ces visions, voire même pour une combinaison de ces deux visions afin de définir à temps un cadre législatif, réglementaire et fiscal adéquat capable de garantir dans la durée une réponse adaptée à la fois aux contraintes techniques (d'équilibrage des réseaux en particulier) et aux objectifs de développement des énergies renouvelables.

# Hydrogène

## LES SOLUTIONS TECHNIQUES



↳ <http://lamyline.lamy.fr>

### - Définir un modèle économique stable

Comme pour tout investissement d'envergure, un besoin de visibilité et de stabilité du modèle économique s'impose.

Ceci constitue le préalable indispensable à un développement de la filière hydrogène et au déploiement massif des solutions « Power to Gas » (au-delà des nécessaires efforts de R & D et de la mise en place de démonstrateurs). Ceci exige d'apporter des réponses concrètes et pérennes à un certain nombre de questions, par exemple :

- Quelle sera l'architecture future, le « market design », du marché de l'électricité ?

Ceci permettra de définir si l'achat de l'électricité renouvelable pour l'électrolyse se fera à coût marginal ou à prix de marché.

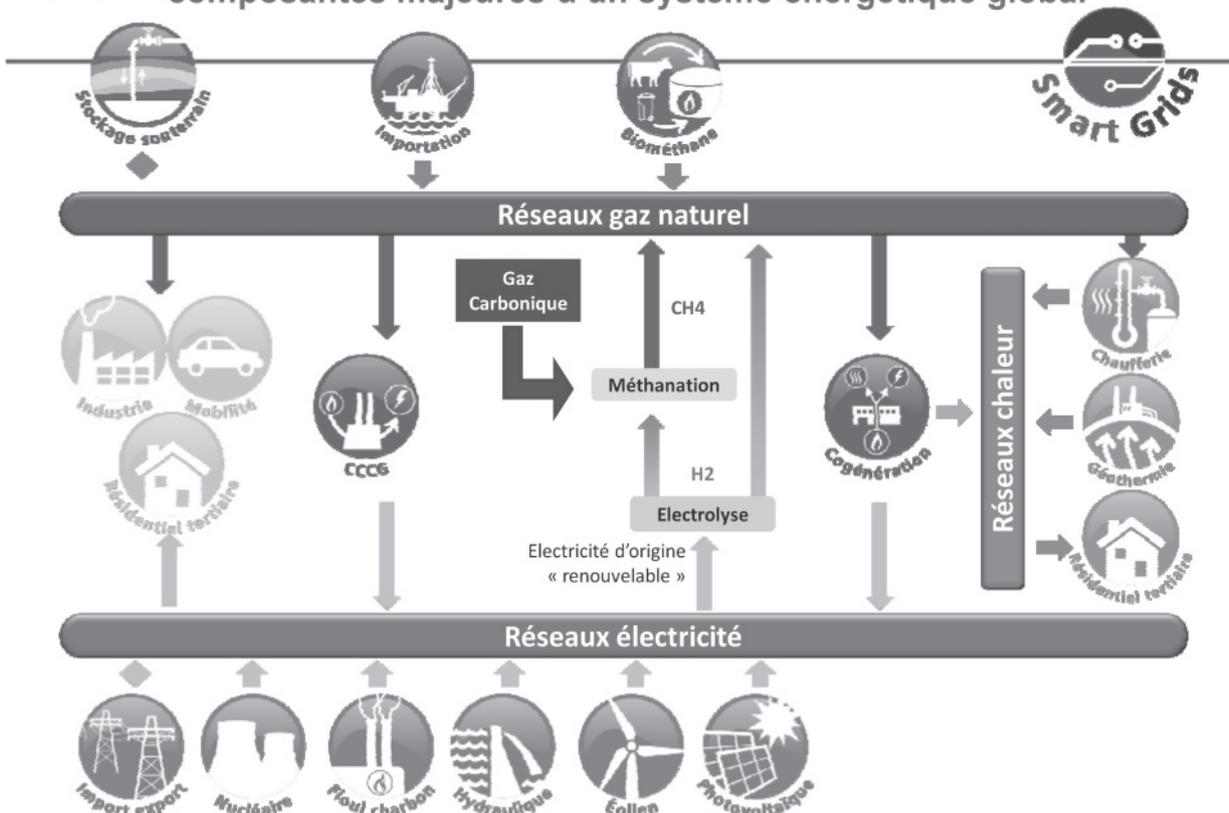
- Comment vont évoluer les mécanismes de soutien au développement de l'électricité renouvelable ? Une évolution de ces mécanismes a déjà été décidée. Y aura-t-il d'autres évolutions ?
- L'électricité renouvelable destinée à la production d'hydrogène supportera-t-elle les coûts d'accès au réseau électrique et les taxes ?

- Quel peut être le prix futur du carbone ? Quels mécanismes seront mis en place pour aller vers une économie décarbonée ? Marché du carbone régional, mondial ? Taxe à la tonne de carbone ?

### CONCLUSIONS

- Le « Power to Gas » apporte la flexibilité au système électrique et permet l'intégration des énergies renouvelables dans le système énergétique. Il est le seul moyen d'assurer un stockage massif et saisonnier de l'électricité. Le Power to Gas contribue à décarboner le mix énergétique français.
- Le « Power to Gas » est une technologie mature, toutes les briques technologiques qui la composent sont disponibles. Même si la R&D est encore nécessaire, il est maintenant impératif de mettre en place des démonstrateurs afin d'améliorer les composants par un retour d'expérience in situ et optimiser les systèmes.
- Le « Power to Gas » valorise les infrastructures énergétiques existantes. Il exigera une plus grande coopération/coordination entre les opérateurs de réseau d'énergie pour optimiser le système global. Il obligera à un dialogue plus approfondi entre les différentes filières. Il fera partie intégrante du réseau intelligent du futur, l'« enernet » ainsi que le nomme Joël de Rosnay.

### Vers une nécessaire coordination des réseaux , composantes majeures d'un système énergétique global





Ainsi, en ce début du 21<sup>ème</sup> siècle, le changement climatique nous place face à des enjeux formidables :

- Décarboner l'économie afin de limiter les rejets de gaz à effet de serre. Ceci exige de développer les énergies non carbonées et en particulier les énergies renouvelables ;
- Intégrer les énergies renouvelables dans le système énergétique ;
- Augmenter la sécurité d'approvisionnement et améliorer l'indépendance énergétique des économies européennes, très dépendantes d'énergies fossiles importées ;
- Profiter des technologies de l'hydrogène pour créer des emplois et des services nouveaux et développer une filière d'excellence avec tous les acteurs de l'hydrogène.

Le Power to Gas est une technologie mature qui permet de relever ces défis.

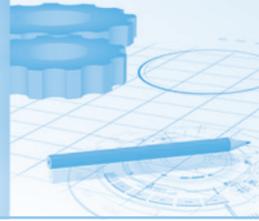
La France dispose de tous les acteurs nécessaires à l'émergence d'une filière d'excellence : énergéticiens, opérateurs de réseaux d'énergie, agrégateurs, fabricants d'électrolyseurs, de méthaneurs et de piles à combustibles, producteurs traditionnels d'hydrogène, opérateurs de mobilité, centres de recherche, pôles de compétitivité.

Au carrefour de plusieurs métiers (électricité, gaz, chimie, transport, industrie, etc.), la filière doit s'organiser et :

- Faire évoluer la réglementation et établir un cadre réglementaire stable ;
- Affiner les modèles économiques afin d'être en mesure de donner des signaux économiques clairs et pérennes ;
- Au-delà de la nécessaire poursuite des efforts de R et D ( Amélioration des rendements notamment ), mettre en place des démonstrateurs afin de passer des concepts théoriques aux outils réels : cela permettra de diminuer les coûts d'investissement, d'étudier l'intégration aux systèmes électriques et gaziers, l'optimisation des systèmes complets, etc ;
- Développer des coopérations internationales (avec nos voisins allemands ou avec des partenaires japonais ou américains).

Au-delà de la feuille de route de l'ADEME et du plan « Stockage de l'énergie » de la Nouvelle France Industrielle, l'engouement actuel de la sphère politique, scientifique et industrielle pour l'hydrogène doit se concrétiser par la mise en place d'une véritable stratégie industrielle. La mise en œuvre dans un délai de 1 an, soit avant le 18 août 2016, de l'article 121 de la Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte constituera, à n'en pas douter, une première étape importante pour la reconnaissance de l'hydrogène comme vecteur de la transition énergétique.

L'hydrogène n'est certes pas LA solution mais il n'y a pas de solution sans l'hydrogène. ■



## Développer la mobilité hydrogène

L'hydrogène est l'énergie de la mobilité durable. Les piles à combustible à hydrogène facilitent la mobilité électrique en apportant une recharge rapide et une autonomie comparables à celles des véhicules thermiques. Elles peuvent équiper en source d'énergie principale ou complémentaire tous les véhicules utilisant l'électricité dans tous les domaines du transport : terrestre, maritime, fluvial, ferroviaire et aéronautique.



Par Valérie Bouillon-Delporte

Chargée des dossiers Hydrogène Michelin,  
Vice-Présidente de l'AFHYPAC



et Fabio Ferrari

PDG Symbio FCell,  
Coordinateur Mobilité Hydrogène France

→ BDEI 2009

### I.- UNE PRÉOCCUPATION SOCIÉTALE MAJEURE : LA QUALITÉ DE L'AIR DES VILLES

Les villes sont de plus en plus préoccupées par la qualité de l'air. En conséquence, elles cherchent des solutions pour une mobilité sans émission. Les véhicules hydrogène sont très efficaces pour atteindre cet objectif.

La saturation de la circulation des villes, les effets du changement climatique, mais aussi la qualité de vie en milieu urbain, constituent autant d'enjeux qui posent aujourd'hui non seulement la question du type d'énergie pour les véhicules de demain, mais également les modes de déplacement pour un usage optimisé des véhicules.

Les citoyens veulent pouvoir se déplacer rapidement, en toute sécurité, à moindre coût et sans impact sur l'environnement. La mobilité urbaine est donc amenée à changer de forme. Nos véhicules doivent devenir plus propres, plus connectés pour répondre à ce besoin sociétal. La solution passera par le véhicule électrique, qu'il soit à batterie, à hydrogène ou basé sur une hybridation de ces deux technologies.

L'utilisation de l'hydrogène dans des applications de mobilité électrique est l'un de ses débouchés les plus intéressants aux points de vue économiques et environnementaux. En effet, il vient dans ce cas se substituer aux carburants conventionnels, essence et diesel, au profit d'une mobilité électrique totalement décarbonée, offrant une solution complémentaire aux technologies de batteries.

1 kg H<sub>2</sub> = 100 km en voiture

L'hydrogène a comme avantage de stocker 10 fois plus d'énergie par kilo que les meilleures batteries au Lithium. Le temps de recharge est de quelques minutes, comme sur les véhicules thermiques classiques.

Le vecteur hydrogène joue un rôle central dans la transition énergétique par sa capacité à stocker l'électricité. Cette capacité s'énonce autour d'une simple transformation chimique, mise en œuvre dans toutes les technologies portées par la filière : « électricité + eau -> hydrogène + oxygène -> électricité + eau ».

L'énergie électrique peut ainsi être stockée sous forme d'hydrogène après électrolyse de l'eau, et inversement restituée par réaction de l'hydrogène avec l'oxygène de l'air dans une pile à hydrogène.

### II.- VÉHICULES : QUELLE EST LA STRATÉGIE DES CONSTRUCTEURS ?

#### A.- Dans le monde

Les constructeurs automobiles asiatiques sont les plus actifs en matière de déploiement de véhicules hydrogène.

Citons par exemple l'engagement de Toyota, qui a mobilisé 4,5 milliards de Dollars dans le développement d'une gamme complète de véhicules à hydrogène. Le modèle phare de ce virage technologique, la Mirai (« futur » en japonais), est commercialisé depuis le début de l'année 2015 et voit ses capacités de production déjà débordées par l'intérêt des marchés japonais et californien. Pour la plupart des observateurs, ce démarrage semble plus fort encore que celui du véhicule Hybride Prius, technologie lancée il y a plus de dix ans par le même constructeur, et devenue depuis le standard de l'industrie.

Récemment Toyota, a envoyé un signal fort à ses concurrents et l'ensemble du marché en annonçant qu'il ambitionnait de ne plus vendre de véhicules Diesel et essence d'ici 2050. Le constructeur

ne proposera plus que des modèles hybrides, à pile à combustible ou utilisant d'autres technologies écologiques.

Toyota table ainsi sur 30 000 ventes annuelles (dont 12 000 au Japon) de véhicules à pile à combustible produisant de l'électricité à partir d'hydrogène en 2020. C'est dix fois plus que l'objectif de 3 000 ventes annuelles visé en 2017 pour son premier modèle hydrogène, la Mirai, lancé en fin d'année dernière. Toyota pour l'instant est ralenti par le manque de stations au Japon et par des difficultés de production des réservoirs.

Honda a annoncé le lancement de sa nouvelle berline à hydrogène, la Clarity, d'abord lancée au Japon, puis sur un nombre limité de marchés européens dès 2016.

Hyundai, quant à lui, est le premier constructeur au monde à avoir obtenu une homologation européenne pour son véhicule ix35 fonctionnant avec une pile à combustible.

Daimler a longtemps eu le leadership des constructeurs européens pour l'hydrogène. La position des constructeurs allemands est de mettre en place une solution basée sur du plug-in hybride avant l'hydrogène. Pour tenir leurs engagements sur les règles de réduction du CO2 en Europe, ils intègrent tous des véhicules hydrogènes à leurs gammes. Les programmes industriels débiteront très sérieusement entre 2018 et 2020. Dans ce contexte, BMW est très actif en collaboration avec Toyota.

### B.- En France

Le groupe de travail H2 de la PFA (Plateforme Filière Automobile) a publié le 24 novembre dernier un « *position paper* » sur l'hydrogène. Les équipementiers en relation avec les constructeurs européens se préparent à la fourniture de composants pour les systèmes hydrogène. Les deux principaux constructeurs français, Renault et PSA, limitent pour le moment leur implication à un rôle d'observation, ainsi qu'un concours actif sur plusieurs projets de plateforme véhicule.

#### Solution française originale : le prolongateur d'autonomie basé sur la technologie pile à combustible

L'autonomie des véhicules électriques fonctionnant sur batterie ne permet pas d'assurer une autonomie suffisante pour des usages professionnels. L'adjonction d'un dispositif pile à hydrogène de petite taille, développé et commercialisé sur des véhicules électriques existants double l'autonomie du véhicule.

Cette pile à hydrogène est d'une puissance réduite et optimisée (5kW) comparée à celle des véhicules hydrogène que commencent à proposer les constructeurs automobile (100kW). Elle ne nécessite qu'une quantité limitée d'hydrogène embarqué (1 kg au lieu de 5 kg).

Cette innovation technologique répond à l'objectif primordial de minimisation des coûts d'investissement, tant sur le système véhicule que sur la station de recharge.

L'autonomie et le temps de remplissage ainsi obtenus donnent un véhicule électrique aussi facile à exploiter qu'un véhicule diesel.

## III.- UN CADRE FAVORABLE EST NÉCESSAIRE

### A. - La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte

Avec l'adoption récente de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, la France démontre un engagement volontariste pour la mise en place de nouveaux paradigmes énergétiques et de mobilité, au niveau national et à travers leur déclinaison dans les territoires. **Elle présente plusieurs dispositions favorables à la filière hydrogène, en particulier pour le stockage des énergies renouvelables intermittentes et les transports.** Dans le cadre de l'article 121 le gouvernement doit remettre au parlement, dans un délai de 12 mois à compter du 18 août 2015, date de promulgation de la loi, un plan de développement du stockage des énergies renouvelables par l'hydrogène décarboné, comportant notamment le déploiement d'une infrastructure de station de recharge hydrogène.

### B.- La Réglementation en Europe

En Europe, la directive UE n° 2014/94 du 22 octobre 2014 sur les carburants alternatifs organise le déploiement de l'infrastructure autour des énergies suivantes : Electricité, Hydrogène, Biocarburants, Gaz naturel, et GPL, qui ont été identifiés comme les principales alternatives à l'essence et au gazole.

En particulier pour l'hydrogène, dans le cadre de leur politique nationale de déploiement de points de recharge hydrogène, les états membres doivent s'assurer que d'ici fin 2025, un nombre suffisant de points de recharge hydrogène seront accessibles au grand public pour permettre la circulation de véhicules hydrogène. Dans ce cadre, une attention particulière devra être apportée aux couloirs transfrontaliers.

### C.- Le soutien de l'État et de l'Europe

Relais de cet élan impulsé à l'échelon régional et européen, **le soutien de l'État** est attendu sur plusieurs registres, que ce soit au travers de la loi de transition énergétique, ou du plan Nouvelle France Industrielle – Industrie du futur, dont le volet « *stockage de l'énergie et technologies hydrogène* » est actuellement en cours de définition avec l'aide des acteurs de la filière. Ce plan reprend en particulier, l'établissement d'un acteur industriel capable de produire les cœurs de piles et l'aide au déploiement des premières infrastructures de recharge hydrogène.

**Au niveau européen**, l'aide au déploiement s'articule autour du Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU). Dans le cadre du projet H2 mobility Europe (HME), la France bénéficie d'une partie de ce budget pour le déploiement des premières stations hydrogène.

H2 Mobility Europe est le projet européen le plus vaste de ce domaine. Il repose sur la convergence des quatre initiatives les plus ambitieuses en matière de mobilité hydrogène en Europe : H2 MOBILITY Deutschland, Mobilité Hydrogène France, Scandinavian Hydrogen Highway Partnership et UK H2 Mobility, initiatives qui ont rassemblé les principales parties prenantes du secteur de l'hydrogène : constructeurs automobiles, fournisseurs de stations de recharge d'hydrogène et représentants gouvernementaux.



### Le programme européen FCH-JU

Lancé en 2008, FCH-JU est un partenariat public privé entre la Commission européenne, l'industrie (80 entreprises) et la recherche (59 organismes) pour accélérer le développement et le déploiement des technologies hydrogène et piles à combustible.

Le Conseil de l'Union a décidé en 2014 de poursuivre ce programme par le FCH-JU 2 dans le cadre du programme Horizon 2020.

Principaux axes : la mobilité hydrogène et l'énergie hydrogène. Démonstrateurs et tests de marché sont privilégiés.

- 170 projets soutenus depuis 2008
- 1,33 milliard € au budget 2014-2020, dont 665 M€ de subventions de la Commission

Enfin, la DG Move, au travers de TEN-T/CEF, finance le déploiement des infrastructures hydrogène. La France a gagné un premier projet de déploiement dans la région Normandie (EAS-Hymob).

Le rôle de Ten-T est de mettre en place les programmes d'aide financière au développement des infrastructures nécessaires au déploiement des technologies de mobilité écologique.

En juin dernier lors d'une journée transports dédiée à l'hydrogène Ten-T, avec l'ensemble des acteurs industriels et institutionnels, a exposé sa vision à 10 ans et signé un document commun, dont les messages principaux sont :

- La technologie hydrogène est prête
- Un nouveau secteur industriel compétitif a été créé
- La stratégie de déploiement existe
- Les industriels se sont engagés à investir autant que l'Europe
- L'Europe aura la plus grande flotte de véhicules et de station dans le monde en 2016-2018

## IV.- INFRASTRUCTURES DE RECHARGE : OÙ EN EST-ON ?

L'intérêt pour le vecteur hydrogène est partagé par un nombre croissant d'acteurs industriels et mis en œuvre dès aujourd'hui à grande échelle sur les marchés précurseurs que sont le Japon, la Californie et plusieurs de nos voisins européens.

Au Japon, le plan JFHC prévoit plus de 1000 stations en 2025. Le Japon a un plan industriel de développement de sa filière, depuis la production et le transport de l'hydrogène, jusqu'aux véhicules porté par les plus grands industriels japonais. En Californie, le plan H<sub>2</sub>USA prévoit 100 stations en 2023. Enfin, en Allemagne, pays le plus avancé en Europe dans ce domaine, le plan H<sub>2</sub> Mobility Germany prévoit 450 stations en 2025.

Mais quel que soit le pays, la mobilité hydrogène fait face à un double défi : celui du déploiement d'un maillage suffisant d'infrastructures de ravitaillement en hydrogène et celui de la produc-

tion de véhicules à une échelle suffisante pour être commercialement compétitive.

Certes présentant un marché moins développé que le Japon, les Etats-Unis ou l'Allemagne, la France peut revendiquer une place dans le peloton des acteurs en pointe dans ce virage technologique.

### A.- Les couloirs TEN-T

Le déploiement de la feuille de route française doit naturellement assurer une infrastructure cohérente à l'échelle européenne. Il s'intègre pour cela dans la stratégie européenne (TEN-T) qui a défini dans les projets HIT, 6 grands couloirs européens (Baltique - Adriatique, Mer du Nord - Baltique, Orient - Est de la Méditerranée, Rhin - Alpes, Rhin - Danube et Scandinavie - Méditerranée) et qui, au travers du programme Connecting Europe Facility (CEF), va financer 6 nouvelles stations de recharge H<sub>2</sub> et au travers du projet EasHyMob, va financer une quinzaine de stations en Normandie.

Pour assurer la circulation des véhicules hydrogène émanant des pays voisins il est prévu aussi l'installation d'une dizaine de stations de recharge H<sub>2</sub> à 700 bars le long de ces axes traversant la France. En dehors de ces axes, les véhicules hydrogène pourront, également se recharger aux stations de recharge H<sub>2</sub> à 350 bars mais avec une autonomie réduite.

### B.- En France, une approche originale sur l'infrastructure

Pour souligner le dynamisme de la filière française de l'hydrogène mobilité, évoquons l'approche pragmatique qu'elle a su proposer, en rupture avec les modèles observés dans d'autres pays. Partout, le séquençage du déploiement infrastructure et véhicule pose la problématique suivante, déjà observée dans le cas des véhicules électriques : la mise en place de véhicules ne peut se faire sans solution de recharge, et inversement l'investissement dans l'infrastructure est dépendant des perspectives de consommation des véhicules.

Pour résoudre ce dilemme, deux approches cohabitent. Les voisins européens, l'Allemagne en tête, ont fait le choix de développer dans un premier temps un réseau d'infrastructure significatif à l'échelle du pays, afin de pouvoir proposer aux véhicules une offre de ravitaillement comparable sinon équivalente aux carburants conventionnels.

Cette approche nécessite un investissement massif dans l'infrastructure (près d'1 milliard d'Euros en Allemagne), sans perspective de rentabilité commerciale *a minima* dans les premières années. Dans ce contexte, amplifié par des retards sur les programmes véhicules côté constructeurs, on observe chez nos voisins nombre d'infrastructures exploitées bien en-deçà de leur capacité : au Danemark par exemple, on compte une dizaine de stations pour le même nombre de véhicules dans tout le pays.

En France, La communauté hydrogène, regroupée au sein de l'association française pour l'hydrogène et les piles à combustible (AFHYPC), a structuré une approche originale d'amorçage et de déploiement pour la mobilité hydrogène : Mobilité Hydrogène France.

### Mobilité Hydrogène France en 2030

800 000 véhicules H<sub>2</sub>  
600 stations H<sub>2</sub>  
90 000 t H<sub>2</sub> consommées  
3 TWh électriques valorisés par la production de H<sub>2</sub>

Cette démarche s'appuie sur une étape intermédiaire précédant le maillage national, celle des écosystèmes locaux : sans chercher dès le départ à équilibrer l'infrastructure et les véhicules à l'échelle du pays, l'effort est concentré à l'échelle d'un territoire (une agglomération, un département, une région) afin de trouver, dès l'ouverture, un équilibre économique entre une station de ravitaillement, et une flotte captive composée de véhicules s'approvisionnant exclusivement à cette station.

Cette proposition de valeur, sans répondre aux besoins de mobilité d'un particulier préoccupé par des déplacements à l'échelle du pays, est une solution à nombre d'usages professionnels dédiés à une mobilité territoriale « captive » : messagerie, transport, service, liaison inter-sites... Autour de ce modèle des flottes captives, on voit donc se multiplier en France des « oasis » de l'hydrogène : à Grenoble par exemple, une station et une flotte de 25 véhicules sont opérationnels depuis le mois de Juin 2015.

7 stations H<sub>2</sub> opérationnelles fin 2015 à Albi, Dole, Grenoble, Ivry-sur-Seine, Lyon, Luxeuil et Saint-Lô.  
Plus de 20 prévues à fin 2016.

Cette approche vise à commercialiser en priorité de petites flottes de véhicules utilitaires ayant pour caractéristiques de revenir quotidiennement en un même point et en ayant assuré des missions pouvant aller de 200 à 300 km.

Ce plan repose sur des modèles économiques innovants développés pour répondre au double défi d'un déploiement simultané d'une première infrastructure de ravitaillement en hydrogène et d'une augmentation du nombre de véhicules afin de faire converger l'équation économique de l'acceptabilité au marché.

Ces premiers « clusters » sont lancés avec des stations de recharge de petites tailles (5 à 30 véhicules par jour), donc nécessitant un investissement réduit, avant de passer à des stations de plus grande capacité en fonction de la croissance du parc des véhicules. La multiplication de ces clusters permettra d'initier et d'accélérer le déploiement de la mobilité hydrogène. Dans ce schéma, chaque nouveau projet renforce le précédent et contribue ainsi à mailler un réseau autonome de stations de recharge H<sub>2</sub>, tout en accompagnant, à investissement optimisé, la montée en puissance de la commercialisation des véhicules.

Ce maillage progressif du territoire constituera le socle pour l'expansion d'un réseau hydrogène national intégré au réseau européen. Il comportera aussi l'installation de quelques stations à 700 bars pour véhicules individuels le long de corridors reliant la frontière franco-allemande à l'Espagne et l'Italie.

Cette logique accélère le déploiement des véhicules électriques en apportant une réponse à une contrainte d'autonomie souvent jugée rédhibitoire par les gestionnaires de flottes. L'ensemble de ce système permettra donc de focaliser, dans un premier temps, la stratégie française, sur la résolution d'un point noir concernant la qualité de l'air notamment en zones urbaines.

Les stations hydrogène ne seront déployées qu'aux endroits où il y a suffisamment de demandes de véhicules, pour assurer une utilisation suffisante des stations dès leur ouverture et garantir ainsi la viabilité financière des déploiements.

### Utilitaires, camions, vélos : La Poste roule à l'hydrogène

À la tête de la première flotte mondiale de véhicules électriques avec 5.000 Renault Kangoo ZE, 3.000 tricycles et quads et 20.000 vélos à assistance électrique, La Poste mise sur l'hydrogène pour améliorer l'autonomie et les conditions de travail des postiers. Dix quads à hydrogène MobyPost sont testés dans le Doubs et le Jura. Les centres postaux, équipés de panneaux solaires, produisent eux-mêmes par électrolyse l'hydrogène nécessaire.

La Poste expérimente aussi en Franche Comté et en Rhône-Alpes des Kangoo ZE H<sub>2</sub> équipés de prolongateur d'autonomie H<sub>2</sub> Symbio FCell : cette pile à combustible à hydrogène double l'autonomie des utilitaires qui peuvent ainsi parcourir 320 km par jour.

En 2015, La Poste s'est associée à Renault Trucks pour évaluer durant un an, à Dole, un Maxity électrique de 4,5 tonnes à prolongateur d'autonomie Symbio FCell, une première mondiale. Capable de rouler 200 km par jour sans bruit ni émission polluante, ce camion est parfait pour la distribution urbaine.

La Poste essaie enfin à Bayonne et Anglet différents modèles de vélos à assistance électrique propulsés par des piles à combustible à hydrogène.

Cette logique amène à multiplier progressivement des « Clusters » de flottes d'entreprises : véhicules professionnels avec des circuits et des consommations assez prévisibles et qui passent régulièrement au même parking ou dépôt. Ces clients professionnels définissent une zone au centre de laquelle sont installées par des opérateurs, une ou deux stations multi-clients. Les capitaux mobilisés pour l'installation d'infrastructures de recharge sont donc limités et progressifs. Il est à noter actuellement une évolution du modèle japonais vers une approche similaire pour le déploiement de stations mais avec des flottes de véhicules à pile à combustible « full power ».

Cette stratégie pose les fondements d'une approche pragmatique pour explorer et mettre en place un écosystème de la mobilité hydrogène.

### C.- Les initiatives territoriales sont clefs pour faire avancer la mobilité hydrogène

Le tout premier écosystème hydrogène français a été mis en place dans le département de la Manche, autour de la station de Saint Lô



opérationnelle depuis le début de l'année 2015 grâce à l'ambition du Conseil départemental.

Cette station Air Liquide alimentera les premières Kangoo ZE à prolongateur d'autonomie fournies par Symbio FCell. Deux autres stations devraient suivre pour recharger les 40 véhicules à hydrogène programmés et les 5 premiers bus à hydrogène attendus en 2017 par la communauté urbaine de Cherbourg.

Enfin, le projet EAsHyMob coordonné par Symbio FCell permettra d'installer 15 stations de recharge d'hydrogène en Basse-Normandie entre 2015 et 2018 avec le support de TEN-T/CEF (enveloppe de 8 M€).

Plusieurs autres projets utilisant ce type de véhicule hydrogène ont été lancés en 2015 en s'appuyant sur des initiatives régionales visant à créer les premiers clusters d'utilisateurs.

Grenoble et Lyon accélèrent ainsi dans le fret urbain durable avec le programme Hyway. Lancé en octobre 2014, ce programme évalue pendant 18 mois le déploiement de 50 utilitaires Renault Kangoo ZE à prolongateurs d'autonomie autour de plusieurs stations de recharge à Grenoble et Lyon.

Coordonné par le pôle de compétitivité Tenerrdis, dédié aux nouvelles technologies de l'énergie, HyWay a franchi une étape majeure en 2015 avec la livraison de 2 stations de recharge et de 21 premiers véhicules à Grenoble qui accueille ainsi la plus grande flotte de véhicules à hydrogène d'Europe. Un même nombre d'utilitaires roulera à Lyon et 10 autres entre les deux villes.

L'Ademe participe au financement des véhicules, la région Rhône-Alpes à celui des stations, avec le concours de fonds européens.

Prochaine étape : la construction à Grenoble par Symbio FCell, d'une unité de production de piles à combustibles avec l'appui de son actionnaire Michelin. L'objectif : pouvoir livrer en 2016 un millier de piles à combustible prolongateur d'autonomie pour le marché français et l'exportation.

Enfin à Dôle ont été mis en service une station de recharge hydrogène, 3 Kangoo ZE H<sub>2</sub> et un camion Maxity électrique avec prolongateur d'autonomie à hydrogène pour les livraisons postales.

Illustré par ces différents cas de déploiement, le soutien des pouvoirs publics reste à ce stade fondamental pour assurer l'amorçage

de la filière industrielle française. Certes, le modèle de déploiement français permet de favoriser un accès anticipé au financement privé, car il met en présence dans chaque écosystème local les masses critiques « véhicules + stations » permettant de dégager une rentabilité économique pour l'ensemble des acteurs de la chaîne. Pour autant, l'exécution des prochaines étapes nécessitera un recours au soutien public, pour rendre le prix des véhicules plus accessible, et contribuer à l'investissement sur l'infrastructure de recharge.

Pour citer quelques exemples, au programme normand s'ajoutent plusieurs projets d'infrastructures financés par l'Europe, notamment 3 territoires lauréats du programme FCH-JU 2014 (Paris, Rodez, Sarreguemines) et 9 autres territoires dans le programme FCH-JU 2015 (Paris-Sud, Paris-Nord, Nantes, Bordeaux, Nancy, Lyon, Valence, Montélimar, Rouen).

Relais de cet élan impulsé à l'échelon régional ou européen, le soutien de l'Etat est attendu sur plusieurs registres, que ce soit au travers de la loi de transition énergétique, ou du plan Nouvelle France Industrielle, dont le volet « stockage de l'énergie et technologies hydrogène » est actuellement en cours de définition avec l'aide des acteurs de la filière.

### CONCLUSION

Mobilité Hydrogène France a conçu une stratégie dont la première phase prévoit le déploiement de flottes de véhicules partageant des stations de recharge d'hydrogène publiques et semi-publiques. Ce déploiement simultané des véhicules d'entreprise et de l'infrastructure associée posera les bases pour une infrastructure d'ampleur nationale, prête à servir les voitures particulières. Cette stratégie suscite un vif intérêt auprès de nombreux clients dans diverses villes françaises et les premiers véhicules et stations ont déjà été livrés. Afin d'accélérer le déploiement et de rendre les véhicules électriques à hydrogène attractifs auprès de l'ensemble des consommateurs et des constructeurs de voitures particulières, il est vital d'investir dans la couverture de l'infrastructure de recharge, aussi bien en France qu'en Europe. C'est pour cela qu'un plan coordonné au niveau européen nous semble vital pour le succès à long terme de cette technologie prometteuse au service d'une mobilité propre. ■

# Modes de production de l'hydrogène et périmètre d'application de la directive IED

## Entretien



Par Jean-Pierre Boivin

Avocat  
Membre expert du CSPRT  
Directeur scientifique du BDEI



et Pascal Mauberger

Président de l'AFHYPAC

→ BDEI 2010

### Pascal Mauberger

Bonjour Maître, la profession que représente notre association développe de nouveaux usages de l'hydrogène dans le secteur de l'énergie. L'hydrogène, qui était jusqu'à maintenant une matière première dans les procédés chimiques ou pétrochimiques, devient ainsi progressivement un vecteur énergétique. Les technologies mises en œuvre pour le produire et l'utiliser évoluent très sensiblement pour répondre à ces nouveaux besoins. La profession demande que la réglementation soit adaptée : quel regard le juriste porte-t-il sur cette question ?

### Jean-Pierre Boivin

La notion de production d'hydrogène ne peut plus être appréhendée de manière univoque par rapport aux critères traditionnels de production de l'hydrogène. Ces critères étaient historiquement et technologiquement liés à l'exploitation de grosses installations industrielles au sein desquelles la production d'hydrogène n'était, au demeurant, qu'une activité parmi d'autres.

En témoigne ainsi l'inscription très ancienne de cette activité de production d'hydrogène à la nomenclature des installations classées, dont le premier classement apparaît dès le début du XX<sup>ème</sup> siècle et dont le décret du 20 juin 1953 s'est fait l'écho dans une rubrique 236 de la nomenclature, en classe 2 de l'ancien régime de l'autorisation.

À cette époque, l'activité de production d'hydrogène était intimement liée à l'activité industrielle et ne se concevait que dans ce cadre très monolithique.

La dernière héritière de cette lignée a été la rubrique 1415 de la nomenclature, explicitement dédiée à la fabrication **industrielle** d'hydrogène.

Or, depuis quelques années, la recherche de nouvelles sources d'énergies durables, adossée à une exigence de diminution des émissions de toute nature, a contribué à l'émergence de technologies innovantes de production – et d'utilisation – de l'hydrogène

qui s'affranchissent résolument du cadre et des règles industrielles classiques.

En particulier, les nouveaux modes de production et de consommation de cette énergie conduisent à imaginer des solutions adaptées aux besoins de l'utilisateur final et proportionnées à ses besoins.

### Pascal Mauberger

En effet, parmi ces besoins, l'AFHYPAC concentre ses efforts sur le développement de l'utilisation de l'hydrogène dans les secteurs suivants :

- logistique pour l'alimentation des chariots élévateurs ;
- transports pour l'alimentation de véhicules appartenant à des flottes captives et, à terme, pour la mise en place d'un réseau de distribution ouvert au grand public ;
- secteur résidentiel par le biais du développement d'éco-générateurs à pile à combustible alimentés par du gaz naturel.

Pour répondre à ces besoins, les acteurs de la filière de l'hydrogène ont été conduits à développer plusieurs modes de production de l'hydrogène. Ces modes de production **marquent une différence de nature** par rapport aux anciens modes de production industrielle en raison de leur technologie comme de leur taille, même si ces derniers continuent - et continueront - naturellement à exister par ailleurs.

Au nombre de ces nouveaux modes de production, figure notamment la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau et par l'intermédiaire d'éco-générateurs à pile à combustible de petite taille alimentés par du gaz naturel.

La question qui se pose est donc de savoir quel mode approprié d'encadrement réglementaire réserver à ces nouveaux modes de production, aussi bien sous l'angle de l'appréciation des risques que sous l'angle purement environnemental en ce qui concerne les prescriptions relatives aux rejets.



### Jean-Pierre Boivin

Sous l'angle des risques, les apports croisés de la directive UE n° 2012/18 du 4 juillet 2012 dite " Seveso 3 " et du droit interne – à travers la rédaction de la rubrique 1416 de la nomenclature qui a été remplacée au 1<sup>er</sup> juin 2015 par la nouvelle rubrique 4715 – ont permis de fixer un cadre réglementaire efficace, lisible et réaliste dont la profession, à travers l'AFHYPAC, a fait savoir qu'il lui convenait.

Sous l'angle purement environnemental, la question centrale est naturellement celle des rejets et de leur réduction orchestrée dans le cadre de la directive UE n° 2010/75 du 24 novembre 2010, dite directive "IED".

Force est de constater que, sur ce point, les premiers éléments de réflexion, comme les textes, sont beaucoup moins aboutis que sur le volet des risques.

En effet, l'unique clé d'entrée des textes est constituée par la directive IED (et plus spécialement par son annexe I) et par la rubrique 3420 de la nomenclature, copiée mot pour mot du texte de la directive.

### Pascal Mauberger

En l'état, ces textes permettent-ils à la profession de travailler sereinement et en confiance ?

### Jean-Pierre Boivin

Pas réellement ! L'application combinée de ces deux textes aux nouveaux modes de production de l'hydrogène soulève deux interrogations majeures pour l'avenir et le développement de la filière.

La première concerne la fabrication sans émission polluante de l'hydrogène qui n'a pas été spécifiquement envisagée lors de la rédaction de la directive IED et qui est, par nature, étrangère à l'objet et au champ d'application des directives IPPC et IED.

La seconde porte sur les modes de fabrication de l'hydrogène qui génèrent des émissions et qui, à ce titre, pourraient théoriquement entrer dans le champ de la directive IED, mais dont l'absence de dimension industrielle devrait, aux termes mêmes des critères posés par la directive, les en exclure.

### Pascal Mauberger

Maître, expliquez-nous pourquoi la fabrication sans émission polluante de l'hydrogène est, par nature, étrangère à l'objet et au champ d'application des directives IPPC et IED ?

### Jean-Pierre Boivin

La fabrication sans émission polluante de l'hydrogène se matérialise concrètement par l'électrolyse de l'eau qui aboutit à la production d'hydrogène et d'oxygène.

Ce mode de production est par définition **sans émission polluante** puisque l'oxygène – produit non principalement recherché – peut être soit valorisé, soit rejeté sans qu'il puisse naturellement être assimilé à une émission polluante.

Sur ce point, on rappellera qu'il existe deux grandes familles de technologies utilisées pour l'électrolyse de l'eau, à savoir la technologie alcaline et la technologie PEM (*Proton Exchange Membrane*).

La technologie alcaline consiste à utiliser comme électrolyte une solution basique aqueuse (KOH ou NaOH) qui circule normalement dans les cellules électrolytiques de l'installation. C'est actuellement la technologie dominante au niveau mondial pour la production d'hydrogène par voie électrolytique. Elle est très largement utilisée et éprouvée. Les niveaux de pression utilisés pour la mise en œuvre de cette technologie sont compris entre la pression atmosphérique et une trentaine de bars.

Cette technologie, même si elle met en œuvre un électrolyte liquide (solution de KOH ou NaOH), ne conduit pas à l'émission de rejets vers le milieu environnant.

En effet, l'électrolyte reste confiné dans les cellules étanches de l'électrolyseur. Les installations comportent un réservoir de stockage de l'électrolyte et sont approvisionnées en continu en eau pour compenser l'eau qui est consommée dans le process. Le refroidissement de l'installation est, quant à lui, assuré par la circulation d'un fluide dans un circuit spécifique fermé. Le refroidissement du liquide est assuré, en général, par un dispositif de type aëroréfrigérant, sans recours à des gaz à effet de serre fluorés visés à l'annexe du règlement UE n° 517/2014 du 16 avril 2014.

L'hydrogène et l'oxygène produits sont « purifiés » dans des systèmes spécifiques de séparation et de purification des gaz.

Par ailleurs, les matériaux utilisés au sein des cellules électrolytiques ne mettent pas en œuvre des éléments, des composés ou des produits chimiques présentant un danger ou une toxicité avérés pour l'environnement.

La technologie PEM correspond, quant à elle, à l'utilisation d'un électrolyte « solide » sous forme de membrane polymère conductrice. Le procédé ne met en œuvre qu'un circuit d'alimentation en eau et deux circuits de collecte des gaz produits. L'hydrogène peut être produit à des niveaux de pression compris entre la pression atmosphérique et plusieurs dizaines de bars.

Quelle que soit la technologie considérée, les électrolyseurs qui seront mis en œuvre pour la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau pour l'alimentation des chariots élévateurs, pour l'alimentation de véhicules appartenant à des flottes captives et, à terme, pour la mise en place d'un réseau de distribution ouvert au grand public seront « packagés », c'est-à-dire installés dans des conteneurs « fermés » qui répondent aux meilleures pratiques de sécurité aujourd'hui existantes.

Les unités d'électrolyse de l'eau ci-dessus décrites **ne génèrent donc aucune émission polluante**, le seul rejet résultant du fonctionnement normal de ce type d'unités étant de l'oxygène.

Un tel mode de production doit, dès lors, être regardé comme totalement étranger à l'objet et au champ d'application de la directive IED.

L'objet et le champ d'application de la directive IED, tels qu'ils sont définis aux articles 1 et 2 de ladite directive, doivent eux-mêmes être éclairés par les directives dont ce texte est l'héritier direct, à savoir



la directive CE n° 96/61 du 24 septembre 1996, IPPC et la directive CEE n° 84/360 du 28 juin 1984 relative à la lutte contre la pollution atmosphérique en provenance des installations industrielles en ce qui concerne spécifiquement le volet « *pollution de l'air* ».

À travers ces textes, le législateur communautaire, partant à l'origine d'une vision sectorielle (Dir. n° 84/360, 28 juin 1984, préc.), a peu à peu élargi la vision de sa politique d'amélioration de la qualité de l'environnement à travers une perception intégrée des émissions industrielles (Dir. n° 96/61, 24 sept. 1984, IPPC, préc.) pour arriver, à travers la directive IED, à la description d'une action concentrée autour d'un seul texte et qui privilégie une amélioration constante du niveau d'émissions sur la base des meilleures techniques disponibles (MTD).

Sous cet angle, la directive IED se situe dans la droite ligne de la politique communautaire de contrôle et de réduction des rejets industriels et n'en modifie pas la philosophie fondamentale.

De ce point de vue, les paradigmes essentiels de la politique communautaire ont été posés dès 1984. Les textes subséquents n'ont fait que les prolonger et en faciliter l'application.

En particulier, la soumission d'une activité industrielle à la directive du 28 juin 1984 était clairement subordonnée à l'identification – à travers les rejets de l'installation – d'un risque de pollution atmosphérique « *d'un niveau significatif* » ayant une « *action nocive* » sur l'environnement.

Ce paramètre n'a pas changé à travers les textes successifs et la directive IPPC, comme la directive IED, sont bien assimilées à un régime d'encadrement renforcé par rapport au régime d'autorisation de droit interne et réservé aux grandes activités industrielles ou agricoles particulièrement polluantes pour l'environnement.

En l'espèce, les installations de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau ne peuvent ni de près, ni de loin, être considérées comme émettrices de rejets engendrant une pollution atmosphérique « *d'un niveau significatif* » ayant une « *action nocive* » sur l'environnement. Dès lors, il me paraît qu'elles sont, *par nature*, étrangères à l'objet et au champ d'application de la directive IED.

Au demeurant, l'application du texte de la directive IED à l'activité de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau se heurterait à des difficultés pratiques de mise en œuvre qui suffiraient, à elles-seules, à montrer le côté parfaitement inadapté du mécanisme IED par rapport à ce type d'activité.

### Pascal Mauberger

Sans entrer dans une analyse trop sophistiquée de la directive, pouvez-vous illustrer ce point ?

### Jean-Pierre Boivin

D'une part, on voit mal comment une MTD pourrait, s'agissant du procédé d'électrolyse de l'eau, apporter une optimisation du niveau d'émission lié à une réaction chimique à la fois basique et binaire. Les substances qui découlent de cette réaction sont, en effet, parfaitement connues. D'un côté, la substance désirée est l'hydrogène et, de l'autre, la substance éventuellement rejetée – à supposer qu'elle ne soit pas immédiatement valorisée – est l'oxy-

gène. Le tout s'opère dans des proportions parfaitement connues et stables, à savoir deux atomes d'hydrogène pour un atome d'oxygène (H<sub>2</sub>O). Il s'agit d'une réaction élémentaire de la chimie et on imagine mal quel apport nouveau une hypothétique MTD pourrait consacrer sur ce point. On imagine d'autant moins les conclusions que la Commission pourrait être conduite à adopter sur cette hypothétique MTD. Sous l'angle de la chimie, l'exercice paraît donc passablement surréaliste.

D'autre part – et dans le prolongement de la réflexion ci-dessus –, l'article 14 de la directive, consacré aux conditions d'autorisation, dispose que ladite autorisation doit comprendre au minimum un certain nombre de mesures et, en particulier, des valeurs limites d'émission pour les « *substances polluantes* » visées à l'annexe II (au nombre desquelles on n'est pas surpris de ne pas retrouver l'oxygène) et pour les « *autres substances polluantes* » qui sont susceptibles d'être émises par l'installation en quantité significative, eu égard à leur *nature* et à leurs potentiels de *transferts de pollution d'un milieu à l'autre*. Ici encore, l'oxygène ne répond, à l'évidence, à aucun des critères en cause. Sous cet angle, la définition de valeurs limites d'émission de substances polluantes, telles que définies à l'article 15 de la directive, est dépourvue de tout sens et de toute portée eu égard aux propriétés de l'oxygène.

Au final, les conclusions de cette analyse ne me paraissent pas pouvoir être sérieusement contestées et, par souci de clarification et de sécurité juridique pour les acteurs de la filière intéressée, devraient être explicitement inscrites dans la nomenclature à travers une précision apportée à la rubrique 3420 ou, *a minima*, dans une circulaire explicitant les limites du champ d'application de cette rubrique.

### Pascal Mauberger

Parallèlement aux modes de production « *sans émission polluante* » de l'hydrogène dont le régime d'encadrement a été discuté précédemment, il convient aussi de s'intéresser aux modes de fabrication de l'hydrogène qui génèrent des émissions et qui, à ce titre, pourraient théoriquement entrer dans le champ de la directive IED. Mais, ne devrait-on pas dans ce cas prendre en compte le critère de production en quantité industrielle, et ce critère ne devrait-il pas les en exclure ?

### Jean-Pierre Boivin

D'emblée, on rappellera que la structure du texte de la directive IED reflète les objectifs poursuivis par le législateur communautaire.

D'une part, en tant que les dispositions de la directive IED procèdent à la refonte de plusieurs directives sectorielles précédentes au sein d'un *instrumentum* unique, la structure de ce texte est ventilée entre les dispositions *communes* applicables à toutes les installations (chapitre I) et les dispositions *spéciales* faisant écho aux prescriptions des directives sectorielles refondues (chapitres III à VI de la directive IED).

D'autre part, le chapitre II de ce même texte constitue le cœur du dispositif de l'IED et vise, à travers son annexe I, une très large catégorie d'activités décrites dans cette annexe. L'industrie chimique est au nombre de ces activités.



Au bénéfice de cette précision liminaire, la directive est toute entière sous-tendue par une approche communautaire visant – *in globo* – des types d’installations industrielles et agricoles dont l’exploitation est notoirement polluante et pour lesquels les objectifs de réduction des émissions constituent une priorité communautaire élevée. Sous cet angle, la dimension industrielle des activités et la notion de « quantité industrielle » sont au cœur même de la politique communautaire portée par la directive IED.

Il suffit, pour s’en convaincre, de parcourir la liste des activités répertoriées à l’annexe I et de relever les seuils d’activité qui y sont associés pour constater que lesdits seuils sont **systematiquement très élevés**.

Quand il n’y a pas de seuil chiffré – comme c’est le cas par exemple aux paragraphes 1.2 (raffinage de pétrole et de gaz) ou 1.3 (production de coke) de l’annexe I –, c’est en raison de la nature même de l’activité, laquelle induit nécessairement une dimension industrielle sans que l’indication d’un seuil ait été jugée pertinente par les auteurs du texte.

Il est essentiel de rappeler que les seuils retenus par la directive IED à son annexe I sont, d’ailleurs, généralement beaucoup plus élevés que les seuils retenus par la nomenclature française pour la soumission d’activités similaires au régime de l’autorisation.

À titre d’illustration, la fabrication du verre est soumise à autorisation au titre de la rubrique 2530 de la nomenclature française à partir d’une capacité de production des fours en fusion de 5 t/j pour les verres sodocalciques et de 500 kg/j pour les autres verres, alors qu’au titre du paragraphe 3.3. de l’annexe I, cette même activité n’est soumise à la directive IED qu’à partir d’un seuil de 20 t/j (soit un coefficient multiplicateur compris entre 4 et 40).

Les activités de l’industrie chimique visées au paragraphe 4. de l’annexe I (au nombre desquelles figure l’activité de production d’hydrogène) ne sont, pour leur part, assorties d’aucun seuil chiffré.

La directive prévoit toutefois que ces activités n’ont vocation à entrer dans son champ d’application que si elles concernent une production « en quantité industrielle », le texte renvoyant explicitement à la Commission le soin d’établir des lignes directrices destinées à interpréter cette notion.

Le paragraphe b) de l’introduction de l’annexe I prévoit, à cet égard, que « la Commission établit des lignes directrices, concernant (...) l’interprétation des termes « en quantité industrielle » à propos des activités de l’industrie chimique décrites dans la présente annexe ».

Or, à ce jour, la Commission n’a toujours pas publié ces lignes directrices, d’où il résulte, du point de vue de l’exigence de sécurité juridique due aux opérateurs concernés, une situation dégradée de fragilité susceptible de déboucher sur des interprétations *contra legem* de la directive.

C’est notoirement le cas lorsque l’absence de lignes directrices pour éclairer la notion de « quantité industrielle » est interprétée comme signifiant que les activités de l’industrie chimique pourraient être soumises à l’intégralité des obligations issues de la directive IED dès le premier gramme produit.

Une telle interprétation est, par essence, aux antipodes de la lettre et des objectifs de la directive, sauf si l’activité en cause

était, du fait de sa taille même, nécessairement génératrice d’émissions d’un niveau significatif ayant une action nocive sur l’environnement.

En l’absence – regrettable – des lignes directrices attendues de la Commission, il appartient néanmoins aux États de donner un sens à la notion de « quantité industrielle » et d’indiquer, au moins provisoirement dans l’attente de la publication des lignes directrices, quels sont les éléments d’appréciation objectifs permettant aux industriels concernés de déterminer si leur installation est – ou non – soumise au régime de l’IED.

Ces critères doivent nécessairement être cohérents avec les ordres de grandeur des seuils fixés par l’annexe I elle-même pour les autres catégories d’installations. Comme je l’ai déjà indiqué, ces seuils sont globalement très élevés et plusieurs exemples tirés de la nomenclature française au regard des seuils de l’IED retenus par l’annexe I font ressortir des coefficients multiplicateurs importants.

Il en résulte que l’ordre de grandeur pertinent pour qualifier la notion de « quantité industrielle » ne peut naturellement pas être calé (sauf exception liée à la nature même de l’installation et à son activité par essence polluante) sur une approche au premier gramme. On ne saurait davantage, au demeurant, se borner à s’aligner sur le seuil d’entrée dans le régime de l’autorisation en droit interne. Ce seuil d’autorisation du droit interne ne peut, en effet, être regardé que comme un critère *a minima* auquel devrait être appliqué, le moment venu, un coefficient multiplicateur pertinent.

Sous cet angle, les critères d’interprétation de la notion de « quantité industrielle » applicable à l’activité de production d’hydrogène (à l’exception des modes de fabrication « sans émission polluante » qui sont placés sous un régime de liberté au regard de la directive IED ainsi que démontré ci-dessus) doivent *a minima* tenir compte de l’approche retenue au niveau national au sein de la nomenclature, tout en restant cohérents avec les ordres de grandeur des seuils fixés par l’annexe I elle-même pour les autres catégories d’installations.

À cet égard, on rappellera que le décret n° 2014-285 du 3 mars 2014 modifiant la nomenclature a créé une rubrique 4715 rédigée comme suit :

### Hydrogène (numéro CAS 133-74-0)

La quantité susceptible d’être présente dans l’installation étant :	
1. Supérieure ou égale à 1 t	(A-2)
2. Supérieure ou égale à 100 kg mais inférieure à 1 t	(D)

Quantité seuil bas au sens de l’article R. 511-10 : 5 t.

Quantité seuil haut au sens de l’article R. 511-10 : 50 t.

Ce même décret a, par ailleurs, procédé à la suppression des rubriques 1415 (fabrication industrielle d’hydrogène) et 1416 (Stockage ou emploi d’hydrogène) de la nomenclature.

Ces modifications de la nomenclature ont pris effet au 1<sup>er</sup> juin 2015.

Depuis le 1<sup>er</sup> juin 2015 il n’existe donc plus, en droit interne, qu’une seule rubrique dédiée *spécifiquement* à l’hydrogène, à savoir la

rubrique 4715 susvisée, avec un seuil d'entrée dans le régime de l'autorisation fixé à 1 tonne.

Cette rubrique spécifique coexiste avec la rubrique 3420 de la nomenclature rédigée comme suit :

<b>Fabrication en quantité industrielle par transformation chimique ou biologique de produits chimiques inorganiques, tels que :</b>	
a) Gaz, tels que ammoniac, chlore ou chlorure d'hydrogène, fluor ou fluorure d'hydrogène, oxydes de carbone, composés sulfuriques, oxydes d'azote, hydrogène, dioxyde de soufre, chlorure de carbonyle	<b>(A-3)</b>
b) Acides, tels que acide chromique, acide fluorhydrique, acide phosphorique, acide nitrique, acide chlorhydrique, acide sulfurique, oléum, acides sulfurés	<b>(A-3)</b>
c) Bases, telles que hydroxyde d'ammonium, hydroxyde de potassium, hydroxyde de sodium	<b>(A-3)</b>
d) Sels, tels que chlorure d'ammonium, chlorate de potassium, carbonate de potassium, carbonate de sodium, perborate, nitrate d'argent	<b>(A-3)</b>
e) Non-métaux, oxydes métalliques ou autres composés inorganiques, tels que carbure de calcium, silicium, carbure de silicium	<b>(A-3)</b>

La rubrique 3420 de la nomenclature reproduit *in extenso* le paragraphe 4.2 de l'annexe I de la directive IED consacré à la fabrication **en quantité industrielle** par transformation chimique ou biologique de produits chimiques inorganiques.

Cette rubrique – et plus particulièrement la notion de « quantité industrielle » qui en commande l'entrée – doit être appréciée à l'aune des développements ci-dessus, dans l'attente des lignes directrices

de la Commission à venir et, *a minima*, à l'aune du seuil d'entrée dans le régime de l'autorisation fixé par le droit interne (1 tonne), auquel il conviendra d'appliquer un coefficient multiplicateur pertinent.

Cette lecture s'impose en tout état.

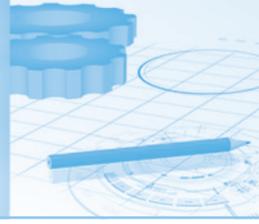
À défaut, et si l'on persistait dans la fiction d'un régime IED qui trouverait à s'appliquer dès le premier gramme de la production d'hydrogène, on déboucherait sur une contradiction fondamentale entre deux rubriques de la nomenclature ainsi interprétées.

En effet, la rubrique 4715 spécifiquement consacrée à l'hydrogène a créé, à partir du 1<sup>er</sup> juin 2015, trois régime distincts, à savoir :

- un régime de liberté jusqu'à 100 kg à l'intérieur duquel l'activité n'est pas soumise à la police des installations classées ;
- un régime de déclaration entre 100 kg et 1 tonne ;
- un régime d'autorisation à partir d'1 tonne.

Si, au sein de la rubrique 3420 de la nomenclature, on neutralisait les effets de la notion de fabrication « *en quantité industrielle* » en considérant que le régime de l'IED pourrait trouver à s'appliquer dès le premier gramme, on déboucherait alors sur une contradiction interne manifeste du décret de nomenclature. Il n'est, en effet, pas concevable que puissent coexister, d'un côté, les régimes de liberté (jusqu'à 100 kg) et de déclaration (entre 100 kg et 1 tonne) institués par la rubrique 4715 et, d'un autre côté, le régime de l'IED qui postule, par nature, la soumission à un régime d'autorisation et qui – en l'absence de critère ou de seuil pour la notion de « production en quantité industrielle » trouverait à s'appliquer sans seuil, c'est-à-dire concrètement au premier gramme – et ceci en flagrante contradiction avec le seuil du régime de déclaration.

Dans ce contexte, la seule lecture possible du décret de nomenclature consiste donc à considérer que le régime de l'IED prévu par la rubrique 3420 ne trouve à s'appliquer – *a minima* – qu'à partir d'un seuil d'1 tonne, auquel il conviendrait d'ajouter, pour les raisons ci-dessus exposées, un coefficient multiplicateur pertinent dans l'attente des lignes directrices exigées de la Commission par la directive IED. ■



## Les évolutions réglementaires nécessaires pour faciliter le déploiement des technologies Hydrogène énergie pour une mobilité propre

En France, la réglementation des installations classées constitue le cadre réglementaire pour la fabrication, le stockage ou la distribution de l'hydrogène. À noter, ce dernier volet n'en relève que par défaut en l'absence jusque récemment de réglementation spécifique dans le domaine.



Par Alette Quint

Directrice Stratégie, Réglementations  
et Affaires Externes  
Air Liquide Advanced Business & Technologies

→ BDEI 2011

En effet, la réglementation française ne considérait l'hydrogène jusqu'à encore récemment que comme un produit de base de l'industrie chimique, produit et manipulé en milieu industriel. Elle est donc essentiellement adaptée à la production, à la manipulation et au stockage de grandes quantités par des professionnels.

La réglementation française (décrets et arrêtés) fournit ainsi un corpus réglementaire à la fois précis et qui se veut complet que les DREAL locales sont chargées d'appliquer. Ce corpus peut se révéler toutefois lourd à modifier ou à compléter lorsqu'il est inadapté à de nouvelles applications telles que les applications énergétiques de l'hydrogène. Comme rappelé dans l'étude du groupe de travail Réglementat'Hy'on de la plateforme HYPAC<sup>(1)</sup>, il oblige, pour mener à bien des opérations de démonstration, à recourir à des autorisations dérogatoires présentant plusieurs inconvénients :

- elles sont étudiées par les DREAL locales qui n'ont pas toutes le même niveau d'information sur les nouvelles technologies de l'hydrogène ce qui peut conduire à des réponses différentes selon le territoire concerné par la demande ;
- elles sont limitées dans le temps ce qui souvent ne permet ni un retour d'expérience suffisant ni la rentabilité de l'opération ;
- lors de premières installations, elles ouvrent parfois la porte à une surenchère de demandes de précision et de justifications diverses conduisant à des délais prohibitifs.

(1) Réglementat'Hy'on - Groupe de travail sur les aspects réglementaires de l'hydrogène énergie et des piles à combustible « Pourquoi une réglementation adaptée à l'hydrogène Energie » HYPAC 2009

Le groupe de travail demandait déjà à l'époque le développement d'une réglementation adaptée aux applications énergétiques de l'hydrogène en France estimant qu'il s'agissait d'une condition indispensable à l'émergence de ces nouvelles technologies.

La lenteur des avancées concernant l'adaptation de la réglementation relative à l'hydrogène a depuis souvent été mentionnée dans les différents rapports institutionnels, notamment celui de l'OPECST du Député Laurent Kalinowski et du Sénateur Jean-Marc Pastor de 2013<sup>(2)</sup> ou questions parlementaires ces dernières années. Nous proposons dans l'article ci-dessous un point sur la réglementation actuelle, les évolutions en cours et les besoins de progrès dans les trois domaines clés pour une utilisation optimale : sa fabrication, son stockage et sa distribution et dans l'optique du développement de la mobilité hydrogène, permettant la décarbonation et la dépollution des transports.

### I.- LA PRODUCTION

La production était régie par l'arrêté « 1415 ». Cette dernière rubrique a été remplacée le 1<sup>er</sup> Juin 2015 par la rubrique 3420-a « Fabrication en quantité industrielle par transformation chimique ou biologique de produits chimiques inorganiques, tels que a) Gaz, tels que ammoniac, chlore ou chlorure d'hydrogène, fluor ou fluorure d'hydrogène, oxydes de carbone, composés sulfuriques, oxydes d'azote, hydrogène, dioxyde de soufre, chlorure de carbo-

(2) Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, rapport n°1672 pour l'Assemblée Nationale et n°253 pour le Sénat « L'hydrogène : vecteur de la transition énergétique ? », Kalinowski L., député, et Pastor J.- M., sénateur, 2013

nyle » (D. n° 2013-375, 2 mai 2013, modifiant la nomenclature des installations classées en transposition de la directive UE n° 2010/75 du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles - prévention et réduction intégrées de la pollution). Cette rubrique est soumise à autorisation, ce qui signifie que toute installation produisant de l'hydrogène à partir du 1<sup>er</sup> gramme est soumise à autorisation. Le régime de l'autorisation suppose la constitution d'un dossier lourd incluant pour mémoire les éléments suivants :

- étude d'impact ;
- étude de dangers (incluant éventuellement une analyse critique des dangers à la demande de l'autorité préfectorale si les dangers le justifient) ;
- examen par l'inspecteur des installations classées -Enquête publique ;
- consultation des diverses administrations concernées et passage devant le Conseil Départemental de l'Environnement et des Risques Sanitaires et Technologiques (CODERST).



**La définition de la notion de « quantité industrielle » mériterait donc d'être précisée.**

L'ensemble de cette procédure prend en moyenne 10 à 12 mois entre la date de dépôt d'un dossier jugé complet et la signature de l'arrêté préfectoral, souvent plus.

La directive relative aux émissions industrielles, IED, précitée, a introduit la notion de « quantité » dans le titre de la rubrique 3420 relative à la production industrielle. À ce jour il n'existe toutefois pas de définition claire de cette notion.

La définition de la notion de « quantité industrielle » mériterait donc d'être précisée et devrait être prévue une réglementation des productions qui ne relèveraient plus de cette rubrique 3420, avec des régimes adaptés aux risques et impacts environnementaux associés, soit éventuellement donc la mise en place d'un régime de déclaration avec prescription pour les petites unités. Ce point concerne notamment les applications de production d'hydrogène de petite capacité (reformeur et électrolyseur).

À noter qu'il existe aujourd'hui déjà une norme française visant l'installation de systèmes à hydrogène dans le cadre d'application « énergie » de type stationnaire. Cette norme française publiée en décembre 2013 sous la référence NF M58-003 permet de couvrir de façon précise et adaptée notamment les installations qui pourraient se trouver en dessous des seuils traités par la réglementation ICPE.

À plus long terme, pour ce qui est de l'utilisation domestique de l'hydrogène et des piles à combustible, il sera sans doute en effet nécessaire de sortir du cadre industriel des demandes d'autorisation ICPE, et créer une nouvelle rubrique réglementaire pour des usages qui ne relèveraient que de la sphère privée, tels que la cogénération résidentielle ou le stockage et l'utilisation des énergies renouvelables.

## II.- LE STOCKAGE

Le stockage et l'emploi de l'Hydrogène relevaient de la rubrique « 1416 » des installations classées. Au 1<sup>er</sup> Juin 2015, cette rubrique a été remplacée par la rubrique 4715 « hydrogène »

(D. n° 2014-285, 3 mars 2014, modifiant la nomenclature en transposition de la directive du Parlement européen et du Conseil UE n° 2012/18 du 4 juillet 2012 relative à la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses, SEVESO III).

Ici des seuils sont définis : si la quantité présente dans l'installation est supérieure ou égale à 100 kg mais inférieure à 1 tonne, l'installation est soumise à déclaration. Au-dessus d'une tonne, l'installation sera soumise à autorisation. Dans les cas d'installation stockant l'hydrogène en quantité supérieure à 50 tonnes, elle suivra le régime de l'autorisation avec servitude.

La procédure liée au régime de l'autorisation pour le stockage de l'hydrogène ne diffère pas du régime d'autorisation pour la production décrit plus haut.

En revanche, le régime de la déclaration existant ici est détaillé dans l'arrêté du 12 février 1998, NOR: ATEP9870096A, relatif aux prescriptions générales applicables aux ICPE soumises à déclaration sous la rubrique n° 4715, tel que modifié par l'arrêté du 11 mai 2015, NOR : DEVP1422973A, modifiant une série d'arrêtés ministériels pour prendre en compte la nouvelle nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement entrant en vigueur au 1<sup>er</sup> juin 2015 dans le cadre de la transposition de la directive n° 2012/18/UE du 4 juillet 2012.

L'exploitant doit donc constituer un dossier de déclaration qui sera remis en préfecture. Après vérification de la conformité du dossier, le préfet délivre récépissé de la déclaration. Avec le récépissé de déclaration, le préfet communique à l'exploitant le texte des prescriptions générales applicables à l'installation qui constituent les précautions minimales à respecter. L'exploitation, sans déclaration préalable, est passible d'une amende. Il en est de même en cas d'exploitation d'une installation qui ne satisfait pas aux prescriptions générales ou particulières applicables. Par ailleurs l'exploitant doit déclarer tout changement majeur intervenu dans l'exploitation, signaler tous les accidents ou incidents survenus du fait du fonctionnement de son installation et se soumettre aux contrôles des services d'inspection des installations classées.

L'arrêté du 12 février 1998 modifié précité donne des dispositions générales, les règles d'implantations pour l'hydrogène liquide ou gazeux avec des distances de sécurité pour l'hydrogène gazeux de 5 ou 8 mètres des limites de propriété ou de tout bâtiment qui peuvent être encore abaissées en cas de mur coupe-feu. Il indique également les caractéristiques de réaction et de résistance au feu minimales des bâtiments abritant de l'hydrogène, de ventilation et de mise à la terre des équipements ainsi que les consignes d'exploitation et de gestion des risques.

Ces réglementations sont donc bien détaillées et parfaitement applicables à l'heure actuelle. Pour des installations H2 standards et connues, et dans des conditions d'opérations maîtrisées, nous pourrions également réfléchir à l'augmentation des seuils de déclaration et d'autorisation.

## III.- LA DISTRIBUTION (STATION DE DISTRIBUTION)

La réglementation des installations classées, qui est le cadre dans lequel s'inscrivent les stations-service « essence », ne couvre pas encore la distribution d'hydrogène à des fins de carburant.



Ainsi, en ce qui concerne la distribution de l'hydrogène à des fins d'utilisation pour la mobilité, en comparaison avec nos voisins européens, il apparaît une plus grande complexité de la loi française due au plus grand nombre de textes réglementaires qui s'appliquent à une station service.

La première application économique de la mobilité hydrogène se concrétisant en France dans les chariots élévateurs à pile à combustible alimentés en hydrogène et utilisés dans les entrepôts logistiques, l'absence de réglementation contraignait les exploitants à des procédures longues auprès des autorités locales pour obtenir les permis d'exploitation nécessaires. Les services de la sécurité et de la prévention des risques du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie se sont donc organisés pour permettre la parution d'une réglementation nationale *ad hoc* afin d'accélérer les procédures et d'offrir les meilleures perspectives de déploiement de marché à la technologie.

Après des processus de rédaction itératifs et des échanges longs mais constructifs entre l'administration, les acteurs économiques impliqués dans ces modifications et les experts sécurité du ministère, un projet d'arrêté spécifique, le projet d'arrêté 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, a été présenté en consultation le 13 octobre 2015 au Conseil Supérieur de la Prévention des Risques Technologiques et devrait être publié prochainement au journal officiel.

Ce futur arrêté ministériel<sup>(3)</sup> a pour objectif de fixer les prescriptions à respecter pour prendre en compte et maîtriser le risque associé aux installations utilisant l'hydrogène pour alimenter des chariots élévateurs.

Il précise notamment :

- les limites de fonctionnement que l'installation doit respecter en terme par exemple de débit de fuite, de produit de pression par volume du stockage et de pression maximale de service des chariots élévateurs.
- les exigences de conception à respecter quant à l'aire de stockage d'hydrogène, l'aire de ravitaillement et sa borne, les tuyauteries et ses raccords ou la zone de stationnement des chariots ;
- les distances de sécurité à respecter : ainsi l'aire de stockage d'hydrogène gazeux est implantée à l'extérieur de tout bâtiment et à une distance d'isolement minimale de 10 mètres à compter des limites du site en raison des effets possibles du bâtiment sur le stockage d'hydrogène;
- les dispositifs de sécurité à mettre en place ;

Ce texte, que la profession a salué comme permettant sur le territoire des procédures administratives raccourcies tout en préservant un haut niveau de sécurité pour les exploitants, constitue à

notre connaissance une première mondiale et pourrait donc être copié par plusieurs Etats dans le monde.

En ce qui concerne la mobilité individuelle ou de flottes de véhicules routiers, l'insertion de moyens de recharge hydrogène dans une station existante est aujourd'hui réglementairement permise au moyen de la procédure de demande d'autorisation propre à ce cadre, nécessitant la production d'une étude danger au cas par cas. L'examen d'une telle demande s'appuie sur les exigences applicables en général au stockage et à l'emploi de l'hydrogène (Rubrique n° 4715). Ainsi, et contrairement à la distribution de GPL pour véhicule pour laquelle le stockage est soumis à une rubrique (4718) et la distribution pour véhicules ou le remplissage par une autre (1414), ou encore la distribution de GNV (gaz naturel) pour laquelle la distribution est classée sous la rubrique 1413 avec des seuils de débit et de stockage, pour l'hydrogène, cette rubrique (4715) et cet arrêté par extension ne donnent pas les informations adéquates pour permettre aux autorités locales la délivrance de permis d'exploitation dans des délais raisonnables (1 à 2 ans, contre 3 à 6 mois normalement) et le déploiement à grande échelle des stations de recharge d'hydrogène.

Pour ce faire, des dispositions réglementaires spécifiques seront requises.

Il conviendrait donc d'ajouter à la nomenclature des ICPE, une rubrique traitant la distribution d'hydrogène pour les flottes captives et le grand public aux côtés de la distribution pour les entrepôts logistiques et autres applications industrielles.

Pour ce faire, le lancement du groupe de travail pour inclure la distribution flottes captives et grand public est en cours.

Au contraire de l'application de l'hydrogène pour les chariots élévateurs plus avancée en France qu'ailleurs en Europe, la distribution de l'hydrogène pour des flottes captives ou le grand public est déjà bien avancée dans des pays comme l'Allemagne, le Danemark, les Pays-Bas ou la Belgique. Ils s'appuient notamment sur l'expérience d'autres pays comme les Etats-Unis ou le Japon.



*Il conviendrait donc d'ajouter à la nomenclature des ICPE une rubrique traitant la distribution d'hydrogène pour les flottes captives et le grand public aux côtés de la distribution pour les entrepôts logistiques et autres applications industrielles.*

Il sera donc important de s'efforcer de s'appuyer sur ces expériences hors de France qui appliquent les standards et la réglementation en vigueur au niveau européen voire international afin d'éviter que des disparités réglementaires ne viennent limiter la libre circulation de véhicules et en général la diffusion des produits innovants mis sur le marché par les industriels. Un bon moyen de progresser dans cette direction est d'appuyer la réglementation sur des normes internationales (ISO : Organisation Internationale de Normalisation) ou européennes, notamment le standard ISO 19880 en cours de finalisation. Par ailleurs, le Canada s'est également doté d'un code d'installation le 25 janvier 2007 : le Canadian Hydrogen Installation Code (CHIC). Complet, ce code élaboré par le Bureau de Normalisation du Québec et approuvé par le Conseil

(3) [http://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/1e\\_AMPG\\_4715-2015-08-10.pdf](http://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/1e_AMPG_4715-2015-08-10.pdf)

Canadien des Normes a le statut de norme nationale du Canada et est le support technique de la réglementation canadienne concernant l'usage de l'hydrogène comme source d'énergie pour des installations stationnaires. Si l'Allemagne (de la même manière que d'autres pays comme les Pays-Bas ou la Suède) ne développe pas de réglementation spécifique à un carburant, le guide de bonnes pratiques pour l'implantation des stations de distribution d'hydrogène allemand<sup>(4)</sup> est également un excellent outil de support. Les études de cas pratiques seront nécessaires dans un premier temps qui se feront sur les premiers projets concrets, ce sans obérer leur démarrage.

## CONCLUSIONS

Pour résumer, afin de faciliter le déploiement des technologies hydrogène énergie, les modifications réglementaires suivantes ont été et seront nécessaires :

- la rédaction d'un arrêté dans le cadre de la rubrique 4715 permettant de fixer les attendus pour une installation de distribution pour chariots élévateurs ;
- le lancement du groupe de travail pour étendre ce texte aux stations de distribution pour les flottes captives et celles accessibles au public ;
  - cette extension traitera de la distribution pour les flottes captives et le grand public,
  - à noter : il est important que le futur arrêté tienne compte des standards européens et internationaux déjà appliqués et des bonnes pratiques industrielles en matière de sécurité tout en permettant un déploiement des installations ;
- en ce qui concerne la fabrication d'hydrogène et dans le cadre de l'introduction d'une notion de « quantité » dans la rubrique 3420 relative à la production industrielle, définir la notion de « quantité industrielle » et réglementer les productions qui

ne relèveraient plus de cette rubrique 3420, avec des régimes adaptés aux risques et impacts environnementaux associés.

Il ne s'agit bien sûr ici que des premiers besoins d'évolutions qui semblent urgents pour offrir aux autorités locales un cadre réglementaire adapté afin qu'elles puissent instruire sereinement tout projet d'installation d'infrastructures de mobilité hydrogène, et ce de façon harmonieuse sur l'ensemble du territoire national. Un grand pas en avant a déjà été fait grâce à la rédaction et la diffusion du projet d'arrêté pour la distribution d'hydrogène en entrepôts qui a permis de familiariser les inspecteurs avec ces nouvelles technologies et cette nouvelle application de l'hydrogène. Ainsi les premiers dossiers déposés pour les stations de distribution d'hydrogène en France ne semblent à ce jour présenter que peu de difficultés. La filière est donc confiante dans l'aboutissement des discussions à venir sur un texte d'arrêté dédié aux stations de recharge d'hydrogène pour des flottes captives et pour le grand public.

Ce n'est qu'une première étape. En France, le potentiel de l'hydrogène énergie, tel que décrit par la feuille de route Ademe de 2011, ne s'arrête pas à la mobilité hydrogène et son potentiel de réduction significative des émissions de CO<sub>2</sub> du transport et de l'impact environnemental et sanitaire des technologies de motorisation actuelles. L'hydrogène énergie permet également de contribuer à garantir l'indépendance énergétique nationale et de préserver les ressources en favorisant le recours aux sources renouvelables pour les usages finaux de l'énergie, donc de diversifier le 'mix' énergétique. L'hydrogène permet en effet de stocker sur le long terme et en grande quantité les énergies renouvelables locales. Le stockage de l'électricité sous forme d'hydrogène prend lui-même tout son sens en raison de la multiplicité des applications possibles de l'hydrogène comme vecteur d'énergie.

Ce cadre devra également être adapté à l'avenir et ne doit d'ores et déjà pas être oublié dans les discussions en cours. ■

(4) VdTÜV-Merkblatt - Compressed gases 514 - From 04.2010 - Requirements for hydrogen fuelling stations (Réglementation spécifique aux stations hydrogène en Allemagne)

# QUI, PLUS QUE VOUS, A BESOIN DU DROIT DE L'ENVIRONNEMENT ?

Tous les aspects du droit de l'environnement industriel sont traités en profondeur dans les 3 titres de la collection **Lamy Environnement** :



## Installations Classées

Réglementation, jurisprudence, conseils pratiques, études thématiques. cet ouvrage rassemble les informations essentielles pour gérer une installation classée en toute sécurité juridique. Du projet de création jusqu'au démantèlement, via la gestion des risques ou la fiscalité, rien ne peut vous échapper !



## Les Déchets

Pour maîtriser tous les aspects juridiques et techniques de la gestion des déchets, ce guide expose l'ensemble des textes français, communautaires et internationaux applicables, analyse la jurisprudence et présente un large panorama de filières de traitement : tri, collecte, transfert, élimination...



## L'Eau

Entièrement consacré à l'eau, ce support propose plus de 2000 pages d'analyse de la réglementation et d'informations indispensables en matière de prélèvements, rejets, distribution d'eau, assainissement, prévention des pollutions, inondations, fiscalité, assurance, responsabilité, eaux marines...

### COMPRIS DANS L'ABONNEMENT À CHACUN DES OUVRAGES :

#### Le Bulletin du Droit de l'Environnement Industriel

Outil de veille et d'analyse sans équivalent en droit de l'environnement industriel, cette revue vous livre l'expertise juridique des plus grands spécialistes en matière d'installations classées, mais aussi de déchets, eau, produits dangereux, sites pollués... Elle participe ainsi à l'actualisation de vos abonnements.

#### Le Code de l'environnement



## BULLETIN D'ABONNEMENT

À retourner par courrier : Wolters Kluwer France - Service Clients - Case Postale 402 - 14, rue Fructidor - 75814 Paris Cedex 17  
 Par e-mail : [marketingDR@wolters-kluwer.fr](mailto:marketingDR@wolters-kluwer.fr) - Par fax : 01 85 58 39 78  
 Informations, commandes et conditions générales de vente : [www.wkf.fr](http://www.wkf.fr) et 0 825 08 08 00

**OUI**, je souhaite m'abonner aux publications ci-dessous

Mme  Mlle  M.

Nom / Prénom : \_\_\_\_\_

Fonction : \_\_\_\_\_

Raison sociale : \_\_\_\_\_

Adresse : \_\_\_\_\_

Code postal : \_\_\_\_\_ Ville : \_\_\_\_\_

Tél. : \_\_\_\_\_ Fax : \_\_\_\_\_

E-mail (obligatoire pour code d'accès à la version téléchargeable) : \_\_\_\_\_

N° Siret : \_\_\_\_\_

Code NAF : \_\_\_\_\_  Siège  Établissement

Nombre de salariés à mon adresse : \_\_\_\_\_

Date, signature et cachet

Les tarifs indiqués sont valables au 01/01/2015 franco de port et d'emballage sous réserve d'une modification du taux de TVA applicable au moment de la commande. Pour tout envoi hors de France métropolitaine, une majoration est prévue sur le prix HT de 13 € pour l'Europe et les DOM-TOM, et de 21 € pour les autres pays. Les abonnements sont automatiquement renouvelés d'une année sur l'autre sauf avis contraire de votre part signifié deux mois avant la date d'échéance. Conformément à la loi "informatique et libertés", vous disposez d'un droit d'accès et de rectification aux informations vous concernant auprès de Wolters Kluwer France SAS.

002683 078

	Réf.	Prix € HT	TVA	Prix € TTC
<b>Lamy Environnement – Installations classées</b>				
Abonnement Papier	<input type="checkbox"/> F0057	1035	5,5%	1 091,93*
Abonnement e-book seul (courant 2015)	<input type="checkbox"/> TK157	1035	5,5%	1 091,92
<b>Lamy Environnement - Déchets</b>				
Abonnement Papier	<input type="checkbox"/> F0055	1025	5,5%	1 081,38*
Abonnement e-book seul (courant 2015)	<input type="checkbox"/> TK155	1025	5,5%	1 081,37
<b>Lamy Environnement – Eau</b>				
Abonnement Papier (+ e-book offert)	<input type="checkbox"/> F0056	1035	5,5%	1 091,93*
Abonnement e-book seul	<input type="checkbox"/> TK156	1035	5,5%	1 091,92

\* Participation légale aux frais de port de 0,01 € incluse dans le prix TTC de la publication  
 Détail des contenus sur [wkf.fr](http://wkf.fr)

Vous trouverez ci-joint mon règlement de \_\_\_\_\_ € TTC par chèque à l'ordre de Wolters Kluwer France SAS, je recevrai une facture acquittée.

Je réglerai à réception de facture.

# Soutien de la politique communautaire à l'hydrogène et aux piles à combustible



Par Paul Lucchese

Président de N.ERGHY,  
Vice-Président de L'AFHYPC<sup>(1)</sup>

→ BDEI 2012

## INTRODUCTION

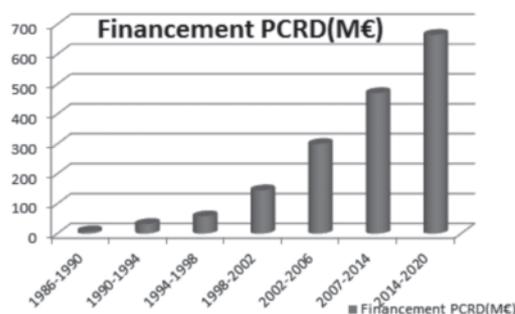
Les politiques européennes de soutien à l'hydrogène et aux piles à combustibles trouvent leurs sources dans le cadre de la stratégie générale de l'Union européenne de recherche et d'innovation mise en place au tournant des années 2000. Rappelons que la stratégie de Lisbonne (2000) a pour but de faire de l'Union européenne la zone la plus compétitive du monde en la fondant sur l'économie de la connaissance. Cela passe par différents objectifs dont celui d'atteindre les 3% du PIB consacré à la recherche et développement (Barcelone, 2002), celui de construire l'Espace européen de la recherche (l'EER, Traité de fonctionnement de l'Union Européenne, TFUE, art. 179), d'éviter la fragmentation inefficace autour de la R&D, enfin par le programme-cadre de R&D (PCRD, TFUE, art. 182), et la coordination d'efforts nationaux de rendre plus efficace l'action publique (exemple : TFUE, art. 185 ou TUE, art. 20). Tous ces objectifs s'appliquent notamment sur les grandes priorités sociétales de l'Europe, dont celles que vise l'hydrogène : la transition énergétique et la politique des transports, deux politiques cruciales pour concrétiser la vision socio-économique et environnementale européenne.

### I.- Un soutien toujours croissant de la Commission à travers des programmes-cadres de R&D

La Commission européenne a toujours soutenu la thématique Hydrogène depuis les premiers programmes-cadres des années 1980, à une époque où la thématique était absente des radars de la recherche et de l'industrie. (cf. figure 1). Dès cette époque en effet, la Commission Européenne finance des projets de R&D, en particulier le projet EQHHP en 1989 (Euro-Quebec Hydro Hydrogen Pilot Project) avec pour objectif la valorisation en Europe de l'hydrogène produit au Québec à partir des excédents d'hydroélectricité. Cet hydrogène, une fois liquéfié, devait être trans-

porté par mer dans des réservoirs cryogéniques pour être utilisé en aéronautique, dans les transports urbains, dans la métallurgie et pour l'enrichissement du gaz naturel. Ce projet a été suivi, dans les années 90 avec les 4<sup>ème</sup> et 5<sup>ème</sup> Programmes-Cadres de Recherche et Développement (PCRD) dans lesquels ont été inscrits les projets européens de prototype automobile FEVER (avec Renault, 1994) et Hydro-Gen (avec PSA, 1997).

Figure 1 : Financement des programmes Hydrogène dans les PCRD (Source Commission Européenne)



À partir de 2002, sous l'impulsion du commissaire Busquin, commissaire à la Recherche, et de la commissaire à l'Énergie et aux Transports, Madame Loyola de Palacio, la Commission européenne constitue un groupe de haut niveau sur le sujet, composé de patrons d'entreprises et de centres de recherche. Ce groupe, le High Level group, rend en 2003 un rapport synthétique « Hydrogen Energy and fuel cell : a vision of our future » mettant en évidence le caractère stratégique de l'Hydrogène pour l'Union Européenne. Les motivations principales pour développer ces technologies sont déjà à l'époque les mêmes qu'aujourd'hui : développement durable et lutte contre le changement climatique, compétitivité européenne et sécurité d'approvisionnement de l'Europe.

(1) [Paul.lucchese@cea.fr](mailto:Paul.lucchese@cea.fr)



Cette prise de conscience intervient à l'époque de la création par les USA de l'IPHE en novembre 2003 sous l'impulsion très forte de la présidence Bush, mettant en avant la question de l'indépendance énergétique pour justifier de l'intérêt de l'hydrogène. L'IPHE, International Partnership for Hydrogen Economy, est un accord intergouvernemental signé par 17 gouvernements plus la Commission Européenne, principalement des pays développés ayant des actions avancées dans ce domaine, plus le Brésil, l'Inde, la Chine, la Russie (l'Afrique du Sud le rejoindra plus tard). L'objectif principal de cet accord est d'accélérer le déploiement de ces technologies par un dialogue et des actions entre États.

La commission européenne qui ne souhaite pas se faire distancer dans cette course également économique impulse de nouvelles actions : tout d'abord un doublement du financement de l'hydrogène dans le 6<sup>ème</sup> PCRD et le lancement d'une plate-forme sur l'hydrogène, la HFP qui sera la première du genre sur l'énergie, servant de modèle pour 12 autres plates-formes, embryon du SET-Plan (Strategy Energy technology-plan). La HFP rassemblera 100 parties prenantes pendant 4 ans, elle reprend en profondeur les travaux du High Level Group, avec des comités ad hoc, notamment sur les besoins en recherche, en démonstration et le financement du déploiement. Elle aboutit en 2006 à deux documents stratégiques: le SRA, Strategic Research Agenda et le DS, Deployment strategy. Ces documents chiffrent à environ 7 à 8 milliards d'euros les besoins en financement et recommandent de créer un partenariat public/privé rassemblant tous les acteurs industriels, la recherche et les financements publics pour aboutir à l'objectif visé.

Ces deux documents inspireront la création d'un partenariat public-privé : l'initiative technologique conjointe (ITC ou JTI) « hydrogène » ou l'Entreprise Commune FCH (FCH JU, pour Joint Undertaking), seule dans le domaine de l'énergie jusqu'en 2014.

### Encadré 1 : Principe des JTI

Le JTI est une des 15 formes de partenariats européens de recherche et d'innovation, plus spécifiquement partenariat public/privé. C'est un programme de recherche, développement et démonstration du PCRD, basé sur l'article 187 du TJUE. Sa mise en œuvre passe par l'outil juridique « JU » ou entreprise commune, permettant d'établir des partenariats entre organismes publics et entreprises privées. Ils sont issus des plates-formes ETP European Technology Platform. L'élaboration d'un JTI nécessite l'adoption préalable d'un règlement spécifique du Conseil sur proposition de la Commission, après consultation et avis européen du parlement et du Conseil Economique et Social européen. Le JTI, outil, a été confirmé au sein de Horizon 2020 (2014-2020). Lors du 7<sup>ème</sup> PCRD, 5 JTI ont été créés; Clean Sky (aéronautique), Artemis (systèmes embarqués), IMI (médecine innovante), Eniac (nanoélectronique) et le FCH JU (Hydrogène) ; aujourd'hui trois ont été prolongés pour 2014-2020 : Clean Sky 2, IMI 2, FCH 2. Deux ont fusionné (Artemis et Eniac) pour donner ECSEL, deux nouveaux sont apparus : BBI (Biobased Industry). Le budget total de la commission affecté aux JTI est de 6 800 M€. Il faut y rajouter un financement au

moins équivalent de « in-kind contribution » des parties prenantes, parfois des financements des Etats membres et des financements additionnels sur le même thème. Abrisés au sein du même bâtiment à Bruxelles, chaque JTI a ses particularités de fonctionnement sur la gouvernance notamment. La gestion des programmes et projets peut suivre les règles classiques d'appels à projet de Horizon 2020 ou affectés à des projets des membres et associés. Tous les JTI ont un Governing board et une structure dirigée par un directeur exécutif.

Ce sont toujours des programmes pilotés par l'Industrie par principe. Le principal intérêt des JTI est la sanctuarisation du budget de la Commission affecté au JTI et sa gestion indépendante, piloté par l'industrie pendant 7 ans, indépendamment des vicissitudes du programme H2020. Autre intérêt : les JTI définissent eux-mêmes leur programme de travail et leur gestion, à partir d'une feuille de route élaborée par l'industrie. La contrepartie est une lourdeur initiale de mise en place. Il est à signaler qu'il y a d'autres formes de partenariat public/privé (dans le cas du plan de relance de 2009), des programmes de recherche conjoints (article 185) et des initiatives de programmation conjointe (IPC), mode de coordination des efforts de R&D des Etats européens.

## II.- Le Programme principal de soutien : les FCH JU et les résultats

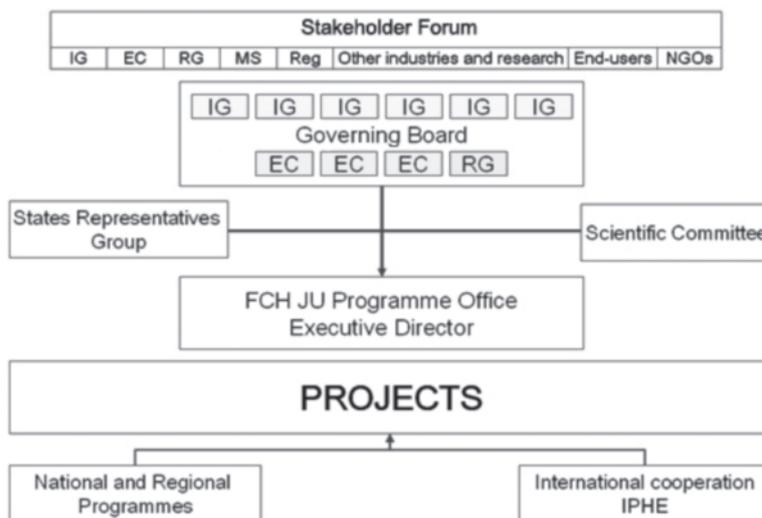


Le premier partenariat FCH 1 JU a une durée de vie de 10 ans, entre 2007 et 2017. Voté par le parlement et approuvé par le Conseil, il est doté d'un budget de 940 M€ dont 50 % versés par la Commission sur 7 années. Il offre un cadre stable et pérenne aux projets européens dans ce domaine et est piloté par les entreprises, associant les représentants de la recherche publique et la Commission à sa gouvernance. Il est toujours en cours même si les appels à projets se sont terminés en 2013.

Il est suivi d'un deuxième JTI, le FCH JU 2, démarré en 2014 et qui devrait s'achever en 2024. Ce dernier est doté de 665 M€ de budget. Au total, l'hydrogène aura bénéficié d'une période d'activité sanctuarisée au niveau européen de 12 années pour une contribution de la Commission de plus de 1100 M€, pour un budget total de dépenses de plus de 2300 M€.

La gouvernance a un peu évolué entre les deux JTI mais reste à peu près la même, comme indiqué sur le schéma ci-dessous :

Gouvernance du FCH JU (E : Exécutif C : Consultatif)



L'instance décisionnaire suprême est le **Governing Board**, composé de membres de l'Industrie (50 % de droits de vote), de la recherche (1/12<sup>ème</sup> droit de vote) et de la Commission (5/6 droit de vote). L'industrie et la recherche ont créé des associations (type loi de 1901) de droit Belge pour se grouper et les représenter:

- « Hydrogen Europe » pour l'industrie, regroupant près de 100 entreprises, grands groupes et PME, présidée par Pierre-Etienne Franc (Air Liquide)

- « N.ERGHY » pour la recherche, regroupant 64 membres de 18 pays européens (plus la Turquie et Israël), tant des universités que des centres de recherche, présidée par Paul Lucchese (CEA)



Composition actuelle du Governing Board Novembre 2015

<b>Industrie</b>	P. -E. Franc Air Liquide	G. Frank Daimler	K. Beutenberg Siemens	H. Winand Intelligent-energy	T. Melcer Proton-motor	A. Froemmel FCES
<b>Recherche</b>	P. Lucchese CEA					
<b>Commission</b>	R. Strohmeier DG Recherche		T. Constantinescu DG Energy		M. Kopczynska DG MOVE	

Le président est Pierre-Etienne Franc (Air Liquide), président également de Hydrogen Europe

Il y a également un conseil scientifique consultatif, un groupe des Etats membres consultatif, et une assemblée générale annuelle ouverte à tous les acteurs.

L'équipe gérant au quotidien le programme (le "Programme office") est composé de 26 personnes dirigées par un directeur exécutif (P. Vansson de façon intérimaire, puis B. De Colvenaer). Cette équipe est composée d'une division de managers scientifiques des projets (une douzaine de personnes) et une personne « Knowledge management », mais aussi de beaucoup d'administratifs pour régler



les questions de finances, d'audit interne et externe, de communication et relations avec le parlement et la Commission, les fonctions support juridique, RH, IT ainsi qu'une personne dédiée à l'assistance pour les montages financiers complexes. **Règles de contrôle, audit et décharge par le parlement Européen**

Le FCH JU établit un budget et des comptes annuels selon les règles de la Commission, avec une série de procédures de contrôle ex Ante et Ex post destinées à minimiser des risques financiers et des risques de fraude de toute nature prises par le FCH JU du fait de ses activités. En particulier une procédure a été mise au point pour réduire à moins de 2% le taux d'erreur lié aux chiffrements des dépenses par les partenaires des projets du FCH JU. Un rapport annuel d'activité intégrant une évaluation des comptes est adressé chaque année à la Cour des Comptes européenne, le Parlement Européen, le Conseil et la Commission Européenne. Le parlement, sur la base des propositions du Conseil et des remarques formulées lors de l'audit externe de la Cour des Comptes, de l'examen des comptes et du rapport d'activités donne une décharge au directeur du FCH JU avec éventuellement des propositions à prendre en compte.

#### **Règles de fonctionnement et contrôle/évaluation du JTI**

Pour le premier JTI, les règles concernant les modalités de participation, d'évaluation indépendante des projets par un comité d'experts, et de financement étaient sensiblement les mêmes que ceux du 7<sup>ème</sup> Programme-cadre, à l'exception du taux de financement des projets qui ont subi un coefficient d'abattement compris entre 0,9 et 0,5 (donc jusqu'à 50 % de réduction du taux de financement par rapport au 7<sup>ème</sup> PCRD). La raison en était l'obligation demandée aux acteurs du JTI de fournir au moins une somme équivalente en contribution « in-kind » que celle reçue de la Commission (soit au moins 470 M€). Malgré cette règle qui a conduit parfois à des arbitrages délicats au sein du Governing Board et des taux de financements parfois trop bas pour les centres de recherche, l'ensemble s'est malgré tout bien déroulé.

Il est à noter que l'Industry Grouping et le Research grouping doivent financer leur quote-part de fonctionnement du Programme Office à hauteur de leur droit de vote ;

A noter qu'il y a eu deux évaluations intérimaires du JTI, l'une à mi-parcours l'autre en fin du programme par un comité d'experts indépendants, évaluations transmises au parlement et au conseil.

#### **Evolution des règles du second JTI**

Le second JTI, FCH 2 JU, se cale plus strictement sur les règles de Horizon 2020 qui ont elles-mêmes évolué par rapport au 7<sup>ème</sup> programme-cadre. Les taux de financement sont ainsi ceux de Horizon 2020. La grande nouveauté consiste à demander aux parties prenantes, recherche et industrie, de démontrer qu'ils ont un portefeuille d'activités (« Activités additionnelles ») en dehors des projets du FCH JU et dans le même champ (projets internes, projets financés par d'autres sources). L'idée de la Commission derrière cette règle est de vérifier que l'argent qu'elle met sur la table a un certain effet de levier auprès d'autres sources de financement et surtout d'engagement d'investissements internes des entreprises.

**Le document de référence décrivant les objectifs du programme** avec des indicateurs clés (KPIs ou Indicateurs Clés de performance), la structuration en domaines, les priorités en termes d'ap-

plications, de recherche et de démonstration sont décrites dans le MAWP, Multi-annual Work Plan mis au point par consensus entre les parties prenantes. C'est un document essentiel, la « bible » du programme, révisable. Chaque année, les parties prenantes (Recherche, industrie et Commission) en tire un programme annuel (AWP, Annual Work Plan) servant de base à l'appel à projets. Le Conseil Scientifique ainsi que le groupe des Etats membres donnent leur avis sur ces documents.

Enfin le Conseil Scientifique organise annuellement avec le Programme Office des journées de revue des projets en cours d'exécution (Programme Review Days).

#### **Objectifs et résultats**

Le FCH 1 JU se fixait comme principaux objectifs d'accélérer la mise au point de technologies au travers de projets de recherche et de démonstration. Avec un budget de 940 millions d'euros, il a permis la mise en place et le financement de 155 projets et la participation de 545 participants, dont 192 grandes entreprises, 154 PME, 169 universités ou centres de recherche. Il a consacré environ 40 % de son budget à la recherche appliquée et 50-55% à des projets de démonstrations autour de 4 sous thématiques applicatives : production d'hydrogène, mobilité, stationnaire et actions transverses. Il a permis d'obtenir un certain nombre d'acquis technologiques décrits dans l'encadré 2.

#### **Encadré 2 : Exécution et projets du FCH 1 JU 2007-2014 et mesure d'impact**

Cette première phase a favorisé la mise sur le marché des chariots élévateurs et des systèmes pour secours électrique. Des progrès ont été réalisés à la fois dans le secteur des transports et dans celui des applications stationnaires, notamment, grâce à des projets de recherche concernant la performance des matériaux, leur durabilité, et des réductions de coût sur les composants et les systèmes.

Il a permis de lancer des projets de grande ampleur dans le domaine des transports : 260 véhicules à hydrogène ont été financés ainsi que 20 stations-services, 74 bus (Projet Chic, 30 bus dans 10 villes européennes). Il a permis de développer les technologies d'APU (Auxiliary Power Units) pour l'aéronautique, les camions, le maritime, les systèmes de manutention.

Le FCH 1 JU a permis de déployer 1000 unités de cogénération résidentielle piles à combustible dans 12 états, 3 systèmes de cogénération de puissance supérieure à 1,5 MW, et 37 systèmes de back-up. Il a permis également la démonstration d'électrolyseurs de forte puissance, de systèmes de stockage souterrain d'hydrogène et de démonstration de faisabilité de production d'hydrogène à haute température par énergie solaire directe.

Une évaluation indépendante d'impact a été menée en 2013 : elle a montré un effet d'entraînement du FCH 1 JU sur l'ensemble des acteurs en Europe sur la période 2006-2012 :

- Le chiffre d'affaires des entreprises a crû de 10% par an ;
- Le nombre de brevets de 16% par an ;

- Le nombre d'emplois créés de 6% par an pour atteindre 4000 emplois privés en 2012 ;
  - L'investissement privé des entreprises a cru pour atteindre environ 1 000 M€ en 2012 ;
- Les dépenses de R&D (privées, européens, nationaux) ont crû de 8 % par an.

#### Résultats statistiques du FCH 1 JU

- En terme de pays bénéficiaires des fonds du FCH 1JU, le top 5 est le suivant : l'Allemagne (95 M€), suivi du Royaume Uni (75 M€) puis l'Italie et la France arrivent à égalité avec chacun 57 M€, enfin le Danemark.
- En terme global, la recherche a reçu 34 % des fonds, les grands industriels 34 % et les PME 26 %. Dans ce paysage, l'analyse détaillée des résultats montre que la France a très bien performé sur la recherche, assez bien sur les grands groupes (mais sur un nombre faible de grands groupes) et enfin a sous performé sur les PME. En termes individuels, le CEA et Air Liquide sont les premiers bénéficiaires toutes catégories confondues.

#### Passage vers le FCH 2JU

Au vu de ce succès et de la motivation des industriels à continuer cette action stratégique et des résultats d'une étude d'impact du FCH 1 JU (cf encadré), la Commission a décidé de le prolonger par un FCH 2 JU en lui fixant l'objectif d'aller plus loin et de franchir une étape supplémentaire vers la commercialisation. Il faut démontrer qu'en 2020, l'hydrogène sera un élément incontournable de la stratégie énergétique et des transports durable de l'Union. L'atteinte

de cet objectif ne pouvant passer par la seule mobilisation de la Commission, celle-ci a fixé des objectifs d'engagement de l'ensemble de la communauté des entreprises et elle incite fortement les acteurs dans ce FCH 2 JU à mobiliser et coordonner l'ensemble des initiatives et financements régionaux, nationaux et privés en addition des actions communautaires, avec d'autres sources (européennes via le CEF, la BEI). La Commission en a fait une condition de déblocage d'une partie des fonds du FCH 2 JU. De plus elle souligne l'approche holistique à avoir quand on veut bénéficier pleinement de l'apport de l'hydrogène dans le futur système énergétique intelligent et durable où co-existeront production centralisée et décentralisée, énergies renouvelables intermittentes et production plus stable, interaction avec les clients-citoyens, utilisation massive du numérique, apparition clé de la fonction de stockage de l'énergie, nouvelles opportunités de business...

Le FCH JU 2 a donc été voté par le parlement européen et approuvé par les Etats membres en mai 2014. Partie du programme de recherche et d'innovation Horizon 2020, il se déroule sur 7 années (2014-2020), mobilise 665 Millions € (+ 50 % par rapport au FCH JU 1!) de la Commission qui montre ainsi son engagement sur ces technologies.

Les grandes priorités thématiques sont le transport/mobilité (45%), l'Hydrogène Energie 45% (incluant stationnaire, Power-To-Hydrogen et production) et les projets transverses (10%).

Les projets du FCH JU 2 sont focalisés sur des projets plus proches de l'industrialisation que ceux du FCH 1JU, une part moins importante dévolue à la recherche (30-35 %max), plus de projets de démonstration, pré-déploiement, voire pré-industrialisation.

Le tableau ci-dessous donne la répartition des financements selon la nature et l'application :

Funding distribution :	Research and Innovation	Innovation	Total
Transport	94 (±5)	213 (±10)	307
Energy	94 (±5)	213 (±10)	307
Cross-Cutting			32 (5%)
Total (in M€)	192 (29%)	426 (66%)	646

Les objectifs plus techniques concernent la réduction des coûts des systèmes pile à combustible pour les transports, l'augmentation du rendement électrique des piles à combustible pour les applications stationnaires, l'augmentation de la durée de vie des systèmes, la réduction de la quantité de matériaux critiques dans ces technologies, la démonstration de la viabilité d'une production d'hydrogène à grande échelle à partir d'énergies renouvelables comme moyen de stockage et de valorisation (Power-To-Hydrogen).

Éléments sur les premiers résultats du FCH 2 JU : deux appels à projets ont été faits jusqu'à présent ; il semble que la structure des réponses françaises correspondent à l'évolution du paysage français : plus de démonstration et déploiement, mise en œuvre du plan Mobilité Hydrogène France (cf dernier paragraphe) et importance moins grande accordée à la recherche. Deux grands projets de mobilité voiture ont été proposés en 2014 et 2015 ; il semble que la priorité pour les deux prochaines années sera d'une part

le déploiement des bus urbains à l'échelle européenne et d'autre part le développement de projets de piles pour le stationnaire.

### III.- Autres financements et politique de soutien européen : fonds CEF, les fonds ESFI (Feder), les directives

D'autres types de financement et programmes sont mobilisables pour financer des projets Hydrogène :

A.- Le CEF, Connecting European Facilities/Trans-european network for Transport, est un programme très important du budget européen (33 milliards € finançant les infrastructures Transports, Energie et Numérique). Une partie peut être consacrée aux technologies innovantes dont les infrastructures hydrogène (pas les véhicules). Le programme CEF, géré par la structure INEA, a défini pour les transports 9 corridors prioritaires en Europe où on mettra le paquet sur les investissements en infrastructures pour



tout type de transport, routier, aérien, ferroviaire, transports doux, maritime et fluvial.

Ainsi les projets établissant les plans de déploiement, le projet Mobilité Hydrogène France, ainsi que ceux de la Suède, des Pays Bas, du Danemark, de la Pologne et de la Lettonie ont été financés par le programme TEN-T.

Pour l'appel 2014-2015 160 M€ du programme sont dédiés aux infrastructures innovantes et plusieurs projets Hydrogène ont été financés. Notamment le projet bas-normand EASHyMob a reçu une subvention de 4 millions €, permettant l'installation de 15 stations prévue entre 2015 et 2018 dans le département de la Manche.

**B.- De même la BEI étudie en ce moment la possibilité de financer en phase précoce le déploiement de la mobilité Hydrogène.** La BEI a pour mission et vocation d'investir dans des projets d'intérêt commun majeur européen et avec un niveau de risque plus élevé que les projets « bankables » par le privé, en lien avec le CEF précédemment cité et l'outil financier Innovfin sur les projets EDP (Energy Demonstration Project) qui permet de financer à 50 % sur 15 ans et à hauteur de 75 M€ maximum des projets de déploiement de nouvelles technologies de l'énergie. La BEI est actuellement dans une phase d'étude de faisabilité d'investissements pour le déploiement d'infrastructure Hydrogène à l'horizon 2018-2020. Si la décision est positive, cela permet de donner des garanties pour d'autres prêts bancaires et de faire un effet de levier considérable.

**C.- Les fonds ESIF (Fonds Feder) permettent aux régions européennes de financer des projets innovants dans le domaine de la transition énergétique.** L'exercice de « Smart Specialization » oriente vers des thématiques prioritaires de la région considérée. En France, les régions maîtrisent elles-mêmes en général la gestion et la finalisation de l'affectation de ces fonds. A titre d'exemple, le projet HYWAY de la région Rhône-Alpes et piloté par le pôle de compétitivité Tenerrdis prévoit le déploiement de 50 véhicules utilitaires hybrides batteries/hydrogène, autour de 2 stations de distribution d'hydrogène à Lyon et Grenoble. Il est cofinancé par les fonds ESFI de Rhône-Alpes, l'Ademe et le Conseil régional.

**D.- La directive sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs,** directive du parlement européen et du Conseil UE n° 2014/94 du 22 octobre 2014, prévoit plusieurs mesures en faveur de l'infrastructure de l'électricité, de l'hydrogène, du gaz naturel et du GPL. L'objectif est d'établir un cadre cohérent politique, d'aider au développement des marchés des carburants alternatifs et d'aider également les investisseurs privés en donnant une plus grande visibilité et une confiance aux clients finaux. Les Etats membres devront élaborer le cadre d'action national nécessaire au développement du secteur. Ce cadre comportera des objectifs chiffrés de déploiement d'infrastructures, les mesures favorisant leur déploiement dans les transports publics. La directive devra être transposée dans les Etats Membres pour le 18 novembre 2016 et le cadre d'action national remis à la Commission à cette même date. Dans le même esprit de coordination des efforts, la mise en place de standards techniques communs afin d'assurer l'interopérabilité des points de réapprovisionnement est également prévue. Pour l'hydrogène, le cadre d'action sera remis par les Etats volontaires seulement, ceux-ci devant assurer au plus tard au 31 décembre 2025 une couverture de points de ravitaillement suffisant au niveau national. La Commission met en place une aide

methodologique pour les Etats membres afin de les aider à établir ce plan.

### **E.- Combinaison des directives sur la qualité des biocarburants et sur la promotion des Energies renouvelables**

La directive UE n° 2015/1513 du 9 septembre 2015 a pour objectif de plafonner la part des biocarburants traditionnels et de favoriser le recours à de nouveaux produits fabriqués à partir d'autres sources. Elle modifie deux directives, la directive CE n° 98/70 du 13 octobre 1998 concernant la qualité de l'essence et des carburants diesel (dite « directive sur la qualité des carburants ») et la directive CE n° 2009/28 du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Les Etats membres doivent transposer la présente directive dans leur droit national au plus tard le 10 septembre 2017.

La directive fixe à 7% la part de biocarburants de première génération. Le point intéressant pour l'hydrogène est, s'agissant du développement des « biocarburants avancés », que la directive prévoit que chaque Etat membre fixe, avant le 6 avril 2017, un objectif national qu'il s'efforce d'atteindre, avec une valeur de référence pour cet objectif est de 0,5 point de pourcentage en terme de contenu énergétique à atteindre au moyen de biocarburants de nouvelle génération, de la part de l'énergie produite à partir de sources renouvelables dans toutes les formes de transport en 2020 (Dir. CE n° 2009/28, mod., art. 3). La directive offre la possibilité de mélanger électricité, hydrogène et autres carburants à faible teneur en carbone.

### **IV.- Perspectives et conclusions : les mécanismes possibles de financement pour le déploiement des technologies et la combinaison des financements et enjeux pour la France**

La situation en France sur l'Hydrogène a évolué favorablement depuis 2010: feuille de route Ademe, existence d'un plan Nouvelle France Industrielle en cours d'instruction, publication d'un plan de déploiement de l'Hydrogène mobilité en France, inscription dans la loi d'un article prévoyant un plan de déploiement de l'hydrogène avant le 18 août 2016 (art. 121), mobilisation des collectivités locales autour de projets concrets. Les acteurs français sont bien présents dans la gouvernance du FCH JU, dans les projets européens, même si on y note l'absence de nos constructeurs nationaux. Nous avons des grands groupes dont Air Liquide est le porte-étendard, beaucoup de Start up et PME performantes et des acteurs de recherche au premier plan européen.

Le défi devant nous sera de transformer à la fois l'essai en France par une feuille de route partagée entre le gouvernement et les acteurs de la filière, et dans le même temps d'intégrer notre stratégie nationale au sein de la stratégie européenne. Cette stratégie européenne doit passer également à un niveau supérieur d'intégration, au-delà des succès obtenus depuis le lancement du FCH 1 JU. En effet, il faut maintenant réussir le déploiement commercial initial des technologies (selon la formule de Rudolf Strohmeier de la DG recherche : « it is time to deliver ») et pour le réussir, les acteurs industriels et institutionnels doivent maintenant travailler ensemble, proposer une stratégie unifiée européenne intégrant les efforts des différents niveaux (européen et nationaux) sous forme d'une road map européenne commune



intégrant les Etats Membres sur le rôle de l'hydrogène dans la transition énergétique avec un volet d'objectifs quantitatifs à différents horizons 2020,2030,2050, notamment en terme de contribution de réduction de CO<sub>2</sub>, indiquant clairement un cadre public stable et incitatif mais également l'engagement dans la durée des industriels et répartissant de façon intelligente le rôle de chacun. Ce sont les conditions nécessaires pour attirer à la fois les investisseurs et financiers, publics (BEI) ou privés.

Dans ce cadre encore à construire, la France devra articuler les différentes initiatives et réfléchir à l'affectation optimale des financements. Notamment, on pourrait proposer :

- a. les projets de recherche appliquée et innovation/démonstration financés par le FCH JU
- b. les projets de déploiement d'infrastructures et de soutien à la mise sur le marché, le financement de soutien à l'industrialisation doivent faire l'objet de mesures combinant financement national (exemple PIA/Ademe, CIR, commandes publiques) et régional (Feder) tout en l'intégrant à une action conjointe complémentaire (BEI et CEF Connecting Europe Facilities, Plan Investissement Juncker),

- c. les mesures fiscales ou réglementaires sont de niveau national, avec le soutien du cadre donné par la loi sur la transition énergétique
- d. enfin il ne faut pas oublier une part de recherche plus amont qui doit être à financement national (ANR, Ademe) mais coordonnée avec d'autres financements nationaux d'Etats Membres (ex via une action Era-Net Cofund).

Il faut également prendre en compte la possibilité d'un noyau franco-allemand (y compris sur le plan industriel plus large de la mobilité durable et de l'énergie bas carbone) sur l'hydrogène à intégrer dans les discussions actuelles sur « *l'Europe de l'Energie* ».

L'atteinte de cet objectif suppose à la fois une bonne coordination interministérielle et des différentes agences de financement, ainsi qu'une coordination des acteurs.

L'AFHYAC (Association Française pour l'Hydrogène et les Piles à Combustible) aura un rôle clé à jouer dans ce cadre global et sera le pivot pour articuler et coordonner les différents niveaux évoqués. ■

# TOUT LE DROIT DE L'ENVIRONNEMENT INDUSTRIEL, COLLECTÉ, TRIÉ ET VALORISÉ PAR NOS EXPERTS !

Tous les 2 mois,  
le **Bulletin du Droit de  
l'Environnement Industriel**  
vous livre l'analyse  
d'éminents spécialistes :  
magistrats, universitaires,  
avocats et juristes  
du secteur industriel et  
de l'Administration.

## Rubrique ACTUALITÉS

Elle assure votre veille  
réglementaire  
et jurisprudentielle

## Rubrique PERSPECTIVES

Elle vous permet d'aller plus loin grâce à  
des chroniques, entretiens, points de vue...  
sur des sujets fondamentaux du secteur :

- installations classées,
- déchets,
- eau,
- énergie,
- sites pollués,
- risques,
- produits dangereux,
- pollution atmosphérique...

**2 suppléments annuels**  
sur un grand thème d'actualité

Vous ne manquez plus rien de l'actualité  
du droit de l'environnement !



## BULLETIN D'ABONNEMENT

À retourner par courrier : Wolters Kluwer France - Service Clients - Case Postale 402  
14, rue Fructidor - 75 814 Paris cedex 17 - Par e-mail : [marketingDR@wolters-kluwer.fr](mailto:marketingDR@wolters-kluwer.fr) - Par fax : 01 85 58 39 78  
Informations, commandes et conditions générales de vente : [www.wkf.fr](http://www.wkf.fr) et  0 825 08 08 00

**OUI**, je souhaite m'abonner au  
**Bulletin du Droit de l'Environnement  
Industriel**

Mme  Mlle  M.

Nom / Prénom : \_\_\_\_\_

Fonction : \_\_\_\_\_

Raison sociale : \_\_\_\_\_

Adresse : \_\_\_\_\_

Code postal : \_\_\_\_\_ Ville : \_\_\_\_\_

Tél. : \_\_\_\_\_ Fax : \_\_\_\_\_

E-mail (obligatoire pour code d'accès) : \_\_\_\_\_

N° Siret : \_\_\_\_\_

Code NAF : \_\_\_\_\_  Siège  Établissement

Nombre de salariés à mon adresse : \_\_\_\_\_

RÉF.	CONTENU	PRIX HT	PRIX TTC
00021	6 n° + 2 suppl. + version e-book offerte	379 €	386,95 €
TK021	Version e-book seul	379 €	386,95 €

Vous trouverez ci-joint mon règlement de \_\_\_\_\_ € TTC par chèque à l'ordre  
de Wolters Kluwer France SAS, je recevrai une facture acquittée.

Je réglerai à réception de facture.

Date, signature et cachet

Les tarifs indiqués sont valables au 01/01/2015 franco de port et d'emballage sous réserve d'une modification du taux de TVA applicable au moment de la commande. Pour tout envoi hors de France métropolitaine, une majoration est prévue sur le prix HT de 10% pour l'Europe et les DOM-TOM, et de 20% pour les autres pays. Les abonnements sont automatiquement renouvelés d'une année sur l'autre sauf avis contraire de votre part signifié deux mois avant la date d'échéance. Conformément à la loi "informatique et libertés", vous disposez d'un droit d'accès et de rectification aux informations vous concernant auprès de Wolters Kluwer France SAS.

La signature de ce bon de commande emporte adhésion des conditions générales de vente consultables sur le site [www.wkf.fr](http://www.wkf.fr)

