

Rapport Final du Projet HyFrance

**Evaluation technico-économique du développement
d'une filière hydrogène en France et de ses impacts sur le système énergétique
l'économie et l'environnement**

Rapport du Groupe de travail HyFrance coordonné par le CEA

Septembre 2007

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	5
1.1	Le projet national HyFrance dans son contexte européen	5
1.2	Contenu du rapport final HyFrance	6
2	CONTEXTE ACTUEL DU DEVELOPPEMENT DE L'HYDROGENE ENERGETIQUE	7
2.1	Projets, infrastructures et démonstrations existantes	7
2.2	Lois et réglementations existantes	8
2.3	R&D publique et privée	10
2.4	Communication, éducation et formation	11
3	PERFORMANCES POTENTIELLES DES CHAINES DE L'HYDROGENE RETENUES	13
3.1	Aperçu du système énergétique français	13
3.2	Stratégie nationale de production d'hydrogène	13
3.3	Chaînes de l'hydrogène retenues	14
3.4	Performances potentielles des chaînes « du puits à la roue »	16
4	VISION « INTUITIVE » DU DEVELOPPEMENT DE L'HYDROGENE ENERGETIQUE	21
4.1	Développement du système énergétique national	21
4.2	Vision nationale des chaînes de l'hydrogène	21
4.3	Vision globale du développement de l'hydrogène	24
4.4	Rappel (HyFrance1) : potentiel d'énergies renouvelables mobilisable	25
5	IMPACTS ENERGETIQUES, ECONOMIQUES, ENVIRONNEMENTAUX POUR LA FRANCE	27
5.1	Principales hypothèses utilisées par HyWays	27
5.2	Principaux résultats des simulations de HyWays pour la France	30
5.3	Commentaires et analyse	37
6	CONCLUSION ET PERSPECTIVES	41
7	REFERENCES	45

1 INTRODUCTION

1.1 Le projet national HyFrance dans son contexte européen

Le contexte politique national, européen et international n'a jamais été aussi favorable au développement des énergies « propres », c'est-à-dire qui n'émettent pas (ou émettent peu) de gaz à effet de serre le long de la chaîne énergétique (de la production à l'utilisation de l'énergie). C'est particulièrement vrai dans le secteur des transports qui dépend quasi-exclusivement du pétrole.

Ce contexte est propice au développement des technologies de l'hydrogène, en incluant la pile à combustible, dès lors qu'elles exploitent, pour produire l'hydrogène, des énergies primaires non-carbonées. Il est cependant largement admis que des innovations de rupture sont nécessaires pour que la pile à combustible alimentée en hydrogène puisse s'imposer massivement sur le marché automobile.

Pour contribuer à mieux comprendre les chemins possibles vers une économie fondée sur l'hydrogène et la pile à combustible à grande échelle, le projet européen HyWays (avril 2004-juin 2007) vient de développer une feuille de route technico-économique de l'hydrogène énergie à l'horizon 2020-2050 en Europe [1], dans le cadre du 6^{ème} PCRD de l'Union européenne (UE).

Ce projet européen, porté par un consortium de 37 partenaires de l'industrie, d'instituts de recherche et d'organismes publics, et coordonné par le consultant allemand LBST, s'est appuyé sur des scénarios d'introduction des technologies de l'hydrogène dans les secteurs des transports (routiers) et des bâtiments (cogénération), à partir d'un ensemble de chaînes énergétiques représentatives de 10 Pays, dont la France. L'intégration de ces 10 Pays s'est déroulée en deux temps : 6 Pays (Allemagne, France, Grèce, Italie, Norvège, Pays-Bas) ont fait l'objet de la 1^{ère} phase du projet (avril 2004 à décembre 2005) et 4 nouveaux Pays (Espagne, Finlande, Pologne, Royaume-Uni) ont été ajoutés pour la 2^{nde} phase du projet (janvier 2006 à juin 2007).

Le projet HyWays a évalué les impacts des technologies de l'hydrogène sur le système énergétique, l'économie et l'environnement, en utilisant un ensemble cohérent de modèles de calcul technico et socio-économiques¹. Il a ainsi mis en lumière l'importance du vecteur hydrogène pour contribuer à atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques, de compétitivité économique et de sécurité d'approvisionnement de l'UE.

En France, le Groupe de travail (GT) HyFrance a été constitué pour accompagner le projet HyWays, à travers le projet national HyFrance, et intégrer les différentes opinions et sensibilités des principaux acteurs de l'industrie et de la recherche publique concernés par la R&D sur cette thématique. Le Groupe HyFrance comporte 15 partenaires, dont 6 industriels (Air Liquide, EDF R&D, Gaz de France, PSA Peugeot Citroën, Renault/Regienov, Total), 5 établissements publics (ADEME, BRGM, CEA, CNRS, IFP), 2 associations (AFH2, ALPHEA Hydrogène) et 2 ministères (MEDAD/DGEMP, Recherche).

Les travaux du GT HyFrance ont été soutenus, pendant la 1^{ère} phase de HyWays, par le Ministère de la recherche (projet HyFrance1 du réseau PACo labellisé le 18 septembre 2003, enregistré sous le n° PF-2003-93) et, pendant la 2^{nde} phase de HyWays, par l'ADEME (projet HyFrance2, convention de recherche n° 05-74-C0099). Le projet HyFrance2 a consisté principalement à consolider et compléter

¹ Il s'agit de faire fonctionner ensemble de façon cohérente des modèles de calcul existants : E3database (évaluation statique des besoins d'énergie, des coûts et des émissions des chaînes de l'hydrogène), MARKAL (analyse du système énergétique, incluant un classement des chaînes de l'hydrogène sur le critère économique), ISIS (analyse des impacts sur les secteurs industriels), PACE-T (modèle d'équilibre général, bouclage macro-économique), COPERT (analyse des impacts environnementaux).

les chaînes énergétiques de l'hydrogène représentatives de la situation française élaborées pendant le projet HyFrance1.

Les partenaires français, qu'ils soient membres du consortium HyWays ou non, ont mandaté le CEA pour tenir le double rôle de coordination du projet national et de point de contact national du projet européen. Les termes et conditions de collaboration entre les partenaires de HyFrance, notamment le régime de confidentialité et de propriété intellectuelle applicable aux connaissances antérieures et aux résultats du projet, ont été définis dans un protocole, pour le projet HyFrance1, puis dans son avenant n°1, pour le projet HyFrance2, signés par les partenaires.

1.2 Contenu du rapport final HyFrance

Le présent rapport détaille les travaux réalisés par le GT HyFrance et les résultats obtenus. Ces travaux ont consisté à élaborer et fournir, à la demande du projet HyWays, un ensemble de données technico-économiques représentatives de la situation française, de même qu'à expertiser et exploiter les résultats obtenus pour la France à l'aide des modèles de HyWays. Ils ont permis de confronter la vision stratégique « intuitive » du GT HyFrance à l'optimum économique théorique calculé par HyWays afin de réaliser une « **Evaluation technico-économique du développement d'une filière hydrogène en France et de ses impacts sur le système énergétique, l'économie et l'environnement** ».

Le GT² HyFrance s'est réuni en séance plénière à 5 reprises pendant la 1^{ère} phase (HyFrance1) et à 3 reprises pendant la 2^{nde} phase (HyFrance2), de même qu'en configuration réduite à de nombreuses reprises pour traiter, à titre préparatoire, des sujets plus spécifiques [2]. La plupart des réunions plénières se sont déroulées en présence de partenaires de HyWays (couplage avec un « workshop » français de HyWays).

Le rapport final rassemble les données consolidées et les résultats importants obtenus pour la France pendant le projet HyFrance. Il se présente donc comme le complément naturel, pour la France, du livrable principal fourni par le projet européen [1]. Il actualise et complète le rapport HyFrance1 concluant la 1^{ère} phase du projet et remis au Ministère de la Recherche en février 2006.

Chaque chapitre détaille une étape des travaux réalisés, tout en gardant un caractère relativement autoportant :

- le chapitre 2 présente le contexte actuel du développement de l'hydrogène énergie en France ;
- le chapitre 3 décrit les chaînes de l'hydrogène retenues pour la France, de même que les performances potentielles de ces chaînes (énergétiques, environnementales, économiques) à l'horizon considéré (2020-2050) ;
- le chapitre 4 propose une vision du développement de l'hydrogène sur le territoire national, plus qualitative, de court terme (jusqu'à 2020), moyen terme (2020-2030) et long terme (2030-2050) ;
- le chapitre 5 présente enfin les hypothèses et résultats essentiels des calculs réalisés par HyWays pour la France, de même qu'une première analyse critique de ces hypothèses et résultats.

² Membres actuels du GT HyFrance : ADEME (Loïc Antoine, Karine Filmon), AFH2 (Thierry Alleau), ALPHEA Hydrogène (Michel Junker, Bertrand Bello), BRGM (Florence Jaudin), CEA (Jean-Marc Agator, coordonnateur du projet, Sophie Avril, Isabelle Noirot), CNRS-LEP (Philippe Ménanteau), IFP (Pierre Marion), Air Liquide (Aude Cuni), EDF R&D (Marie-Marguerite Quéméré), Gaz de France (Hélène Pierre, Isabelle Da Costa), PSA Peugeot Citroën (Jean-François Ranjard), Renault (Pierre Rouveïrolles), Total (Philippe Mulard, Antoine Simonnet), Ministère de la Recherche (Eric Lemaître), MEDAD/DGEMP (Yvan Faure-Miller).

2 CONTEXTE ACTUEL DU DEVELOPPEMENT DE L'HYDROGENE ENERGETIQUE

Pour évaluer le potentiel de développement des technologies de l'hydrogène en France, le Groupe de travail HyFrance a fait le point sur la situation française dans ce domaine, à la demande du projet HyWays (contribution à l'élaboration du « *France Profiling Report* »).

2.1 Projets, infrastructures et démonstrations existantes

Actuellement, la France n'a pas encore de grands projets de démonstrations d'infrastructure et de véhicules à hydrogène, tels que le projet européen CUTE (www.fuel-cell-bus-club.com), par exemple, ou le projet européen qui lui succède : HyFLEET:CUTE (www.global-hydrogen-bus-platform.com). Dans la mesure où peu de véhicules à hydrogène ont circulé en France, il n'existe pas encore de retour d'expérience suffisant sur l'installation et l'utilisation de stations-service à hydrogène sur le territoire national.

Cependant, Air Liquide coordonne depuis début 2006 le projet européen Hychain-minitrans (www.hychain.fr) dont le but est la démonstration de petits véhicules à pile à combustible. Gaz de France pilote le projet ALT-HY-TUDE (www.althytude.info) qui permettra la mise en circulation de bus alimentés en carburant issu d'un mélange de gaz naturel et d'hydrogène (hythane[®]) dans les villes de Toulouse et Dunkerque. Gaz de France participe également au projet européen Naturalhy (www.naturalhy.net) qui étudie les technologies de transport d'hydrogène dans les canalisations de gaz naturel, dans la perspective de tirer profit du réseau national de transport de gaz naturel (32000 km), l'un des plus importants d'Europe.

Les industriels Air Liquide et Total sont fortement impliqués dans des projets étrangers d'infrastructure de distribution d'hydrogène. Total participe notamment au projet « Clean Energy Partnership » (www.cep-berlin.de) et a ouvert une deuxième station-service de distribution d'hydrogène à Berlin. Air Liquide est impliqué dans le projet japonais JHFC (*Japan Hydrogen and Fuel Cell demonstration project* www.jhfc.jp/e/index.html), via sa filiale Japan Air Gases, et le projet européen CUTE (avec l'installation de dispositifs de fourniture d'hydrogène dans les stations de Luxembourg et de Madrid). Ceci montre que l'implication réelle des industriels français sur la thématique de l'hydrogène énergétique doit être considérée comme une grande opportunité pour la France.

Air Liquide possède une longue expérience du transport et de la distribution d'hydrogène chimique. Une opportunité à court terme pour la France est d'utiliser les réseaux de pipelines d'Air Liquide existants en France :

- Un pipeline d'une longueur de 33 km entre Carling et Sarralbe (Est) ;
- Un pipeline d'une longueur de 57 km entre Feyzin et Roussillon (Centre-Est) ;
- Un pipeline d'une longueur de 42 km entre Lavera et Fos-sur-mer (Sud-Est) ;
- Un réseau de pipelines d'une longueur de 879 km réparti entre la France (environ 100 km), les Pays-Bas et la Belgique ; la figure 2.1 ci-dessous présente ce réseau (en rouge sur la carte).

Dans le secteur des transports, Renault (via Nissan) et PSA gardent un intérêt pour les véhicules à piles à combustible. PSA a présenté lors du dernier mondial de l'automobile à Paris (octobre 2006) la Peugeot 207 Epure. Ce véhicule intègre une pile à combustible de 20 kW basée sur le concept GENEPAC, développée en collaboration avec le CEA.

Dans le secteur stationnaire, Gaz de France, Dalkia et EDF testent ou ont testé des piles à combustible alimentées au gaz naturel. Gaz de France a testé 5 piles résidentielles dans le cadre du projet EPACOP. EDF a testé des piles résidentielles de la société Vaillant et des piles de la société Idatech pour des sites isolés. Dalkia a installé 3 piles résidentielles Vaillant dans le cadre du projet

« Piles en régions » et a inauguré en novembre 2006 à Paris la première pile à combustible dédiée au logement social (projet Cellia).

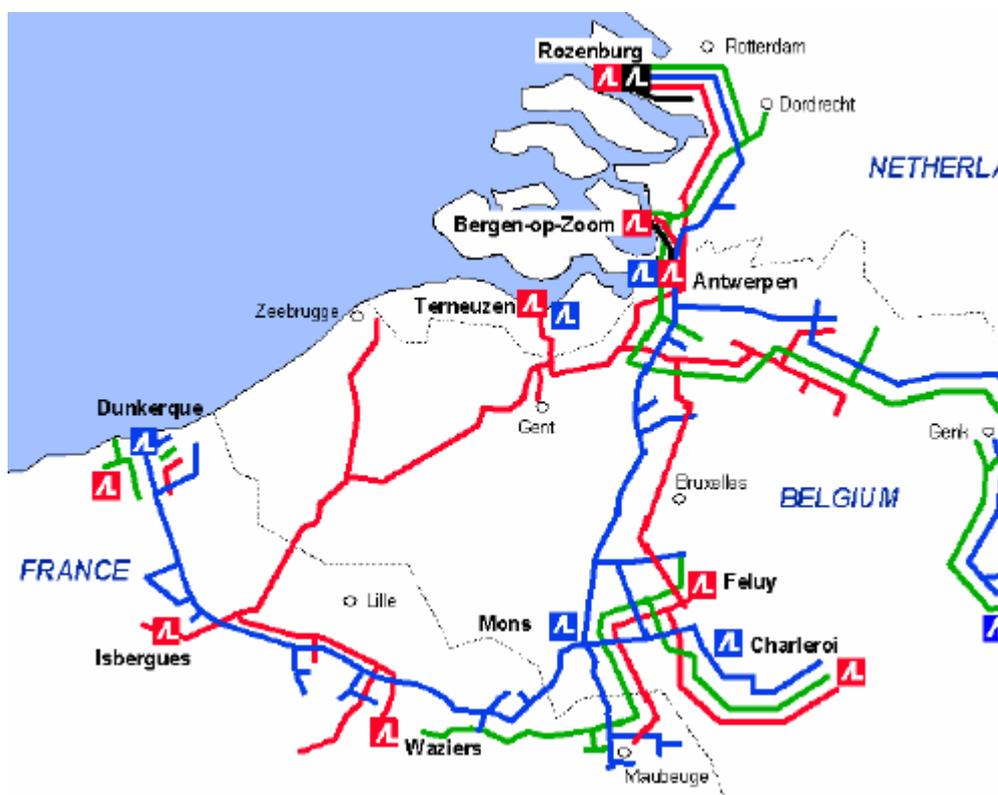


Figure 2.1 - Réseau de pipelines du nord de la France d'Air Liquide (AFH2, mémento, fiche 4.1)

2.2 Lois et réglementations existantes

2.2.1 Réglementation sur l'hydrogène

Contexte français

La réglementation française actuelle couvre la plupart des éléments de la chaîne de l'hydrogène (production, stockage, infrastructure...) [3] [4]. Le tableau 2.1 ci-après rappelle les différents textes réglementaires sur l'hydrogène.

La circulaire de mai 1976 relative au stockage de dépôts liquides d'hydrogène suggère une distance minimale de sécurité de 30 m entre un dépôt d'hydrogène liquide d'une capacité inférieure à 2500 kg et une maison individuelle (60 m pour un bâtiment public) [5]. La réglementation existe donc, mais elle n'est pas adaptée à l'installation de stations-service en milieu urbain, notamment à cause des distances de sécurité. Or, la demande en hydrogène pourrait être élevée en milieu urbain. Cette réglementation sera sans doute à réviser pour favoriser le développement des stations-service d'hydrogène, tout en précisant les dispositions de sécurité nécessaires. Une réglementation spécifique pour la production décentralisée d'hydrogène (systèmes jusqu'à quelques centaines de Nm³/h) pourrait cependant faciliter l'implantation de stations-service d'hydrogène.

Actuellement, il n'existe toujours pas de réglementation française pour homologuer et immatriculer les véhicules à hydrogène. Des dérogations ponctuelles peuvent toutefois être obtenues dans le cadre de la procédure de « Réception à Titre Isolé ».

Production d'hydrogène	Réglementation ICPE (Installations Classées pour la Protection de l'Environnement) - Rubrique n°1415 : « fabrication industrielle de l'hydrogène »
Transport de l'hydrogène (vers la station-service)	Arrêté du 05/12/1996 relatif au « transport des marchandises dangereuses par route » (dit « arrêté ADR ») Arrêté du 06/12/1996 relatif au « transport de marchandises dangereuses par chemins de fer » (dit « arrêté RID ») Arrêté du 06/12/1982 « portant réglementation technique des canalisations de transport de fluides sous pression autres que les hydrocarbures et le gaz combustible »
Stockage de l'hydrogène, station-service	Réglementation ICPE - Rubrique n°1416: « stockage ou emploi de l'hydrogène » - Circulaire du 24 mai 1976 relative aux « dépôts d'hydrogène liquide » Transposition des directives européennes relatives aux appareils et équipements sous pression
Utilisation de l'hydrogène dans des véhicules	<i>Pas de réglementation française mais un projet de réglementation européenne d'homologation des véhicules hydrogène est en cours</i>

Tableau 2.1 - Réglementation sur l'hydrogène, contexte réglementaire

Contexte Européen

Au niveau européen, un projet de réglementation européenne sur l'homologation des véhicules à hydrogène a été présenté le 13 juillet 2006. Lorsque cette réglementation sera effective, les Etats membres ne pourront plus refuser d'immatriculer un véhicule à hydrogène qui respecterait les contraintes de sécurité en vigueur. Ce texte est donc une opportunité intéressante pour l'hydrogène en France.

2.2.2 Opportunités offertes par le contexte politique

Le contexte politique national offre des opportunités de développer les technologies de l'hydrogène énergétique pour contribuer à la lutte contre le changement climatique.

La loi de programme sur les orientations de la politique énergétique française du 13 juillet 2005 (dite loi POPE) a fixé pour la France des objectifs ambitieux pour les économies d'énergie et le développement des énergies renouvelables (ENR), tout en soutenant l'objectif international d'une division par 4 ou 5 des émissions de gaz à effet de serre (GES) des pays industrialisés d'ici 2050 (« facteur 4 »). L'hydrogène pourrait ainsi être utilisé comme carburant « propre » issu de la biomasse ou de l'énergie nucléaire ou comme moyen de stockage des énergies renouvelables intermittentes (éolien, photovoltaïque).

Le plan climat 2004-2012 (www.effet-de-serre.gouv.fr), actualisé en 2006, décline les mesures nationales destinées à limiter les émissions de GES dans les différents secteurs de l'économie, avec l'ambition d'atteindre le « facteur 4 » en 2050, notamment par une stratégie de R&D (recherche et développement) sur les véhicules propres, en incluant la pile à combustible à hydrogène.

La Commission « Energie » du Conseil d'analyse stratégique, dans son rapport d'orientation d'avril 2007, dresse les « Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050 ». Les technologies de l'hydrogène et des piles à combustible y sont examinées dans le groupe de travail n°3 « Evolutions technologiques » (www.strategie.gouv.fr/IMG/pdf/ENERGIE_Rapp_ORIENT_Synth_06_04_07.pdf).

Le plan d'action national sur l'hydrogène et les piles à combustible (PAN-H) vise à construire un programme de R&D se focalisant sur les points forts de la France comme l'électrolyse de l'eau pour la production d'hydrogène à émissions réduites de GES et le stockage de l'hydrogène. Ce programme de R&D est soutenu par l'Agence nationale de la recherche à hauteur de 20-30 M€ par an depuis 2005 à travers des appels à projets annuels (www.agence-nationale-recherche.fr)³.

L'opportunité est donc très grande en France pour que ce programme de R&D soit pérennisé et amplifié, en cohérence avec la démarche entreprise par la plateforme européenne sur l'hydrogène et les piles à combustible (www.hfpeurope.org).

Le contexte politique européen est d'ailleurs particulièrement favorable au développement des nouvelles technologies de l'énergie. Le 8 mars 2007, le Conseil européen a adopté un plan d'action très volontariste en faveur d'une politique énergétique pour l'Union européenne (UE), comportant des objectifs fixés pour 2020, en particulier la diminution d'au moins 20% des émissions de GES par rapport au niveau de 1990 et la participation à hauteur de 20% des ENR dans la consommation énergétique totale. Cette politique européenne ambitieuse devrait se traduire par la mise en place de plans d'action nationaux adaptés aux situations particulières des Etats membres.

La Commission européenne envisage également un cadre législatif pour atteindre l'objectif de l'UE de 120 g/km d'émissions moyennes de CO₂ provenant des voitures neuves d'ici à 2012, soit une réduction de 25 % par rapport au niveau actuel (ec.europa.eu/reducing_co2_emissions_from_cars). L'objectif à terme serait de parvenir à une moyenne de 95 grammes de CO₂ par kilomètre d'ici à 2020.

2.3 R&D publique et privée

2.3.1 Actions de la France sur le plan international

La France est représentée et impliquée dans la plateforme européenne sur l'hydrogène et les piles à combustible (www.hfpeurope.org), dans le partenariat international pour l'économie de l'hydrogène (*International Partnership for the Hydrogen Economy - IPHE*: www.iphe.net) et dans les groupes de travail de l'Agence internationale de l'énergie (*IEA Hydrogen Implementing Agreement*: www.ieahia.org).

2.3.2 Acteurs Industriels et start-ups

Les principaux acteurs industriels sont Air Liquide, Total, EDF, Gaz de France, Dalkia, Alstom, Areva, Renault, PSA, Michelin, Snecma, Saint-Gobain. Les entreprises actives dans le domaine de l'hydrogène et des piles à combustible sont principalement des groupes des secteurs de l'énergie, des transports et des gaz industriels.

³ PAN-H maintient aussi un effort important sur la filière « pile à membrane polymère échangeuse de protons (PEMFC) ». L'application automobile de la PEMFC reste la cible pour le long terme mais celle-ci étant lointaine, l'appel à projets 2007 de PAN-H donne plus de place aux projets de R&D visant des marchés plus précoces : transports publics, applications stationnaires ou nomades...

Des filiales de grands groupes industriels français sont impliquées dans la R&D et la commercialisation de piles à combustible : Axane (filiale d'Air Liquide) développe des piles à combustible pour générateurs portables, petits véhicules électriques et applications stationnaires ; Héliion (filiale d'Areva) développe des piles à combustible pour sous-marins, générateurs de secours, cogénération, transports publics, et des solutions de couplage aux énergies renouvelables.

PaxiTech est un essaimage technologique du CEA, créé en octobre 2003 (www.paxitech.com). Il s'est fixé pour but de produire et de commercialiser des composants de piles à combustible, ainsi que des piles complètes pour l'alimentation électrique des applications portables. Dans le domaine de la production d'hydrogène, les sociétés CETH (www.ceth.fr) et N-GHY (www.n-ghy.com) sont apparues en octobre 2000 et janvier 2002. On peut également citer la société Pragma Industries.

2.3.3 Organismes de recherche publique, acteurs institutionnels et associations

Les principaux organismes de recherche publique impliqués dans la R&D sur l'hydrogène et les piles à combustible sont le CEA, l'IFP, le CNRS, Armines, l'INERIS et l'INRETS.

Les soutiens publics à la R&D nationale sur l'hydrogène et les piles à combustible proviennent essentiellement de l'ANR, de l'ADEME et des régions, alors que l'innovation industrielle est soutenue par l'All (Agence de l'innovation industrielle), pour les grands programmes, et OSEO-Anvar, pour les PME.

L'Association Française de l'Hydrogène (www.afh2.org) et l'association ALPHEA Hydrogène (www.alphea.com) sont aussi deux acteurs clés du domaine.

2.4 Communication, éducation et formation

Actuellement, il n'existe pas de programme national de communication et d'éducation sur l'hydrogène et les piles à combustible. Or, pour que l'hydrogène puisse se développer en France, le public doit être informé sur ce nouveau carburant. Il est également indispensable de former un grand nombre d'étudiants sur ces technologies.

ALPHEA Hydrogène a signé des partenariats avec différentes écoles d'ingénieurs et universités (ENSEM Nancy, ENIM Metz, Université de Metz, ECPM Strasbourg) en vue de contribuer à l'intégration des technologies de l'hydrogène et des piles à combustible dans les programmes de formation des étudiants. Ainsi, ALPHEA Hydrogène assure des conférences ou cours d'introduction à la filière hydrogène et aux technologies associées en présentant les enjeux et perspectives de cette filière et les applications en cours de développement.

L'AFH2 participe aussi à des actions de formation (une dizaine de conférences par an dont la moitié en Ecoles supérieures). Des filières de formation professionnelle sont en cours de préparation (ex. projet « Pile à Paris » porté par Dalkia).

Des sites d'informations générales sur l'hydrogène et les piles à combustible sont disponibles sur internet : ALPHEA Hydrogène assure depuis 2001 une veille technique et économique sur les piles à combustible pour l'ADEME, diffusée sur le site public de veille du réseau PACo géré par l'UMR 6171 (veille.reseaupaco.org) ; l'AFH2 propose sur son site internet des nouvelles brèves internationales périodiques, ainsi qu'un mémento de l'hydrogène en 60 fiches.

D'autres campagnes de communication sur l'hydrogène sont menées en France : réalisation d'un livre pédagogique sur l'hydrogène par l'AFH2 en collaboration avec l'Association canadienne de l'hydrogène ; organisation de la Conférence Mondiale de l'hydrogène en juin 2006 à Lyon...

Des ouvrages en langue française sont apparus, comportant au moins un ou plusieurs chapitres sur l'hydrogène et les piles à combustible : « La science au présent » en 2003, « Demain la physique » en 2004, « L'énergie de demain » en 2005, « La révolution de l'hydrogène » en 2006, « Nouvelles Technologies de l'Energie 2 » et « La pile à combustible : structure, fonctionnement, applications » en 2007...

L'AFH2 et ALPHEA Hydrogène ont organisé conjointement, le 13 juin 2007, une journée d'informations sur l'hydrogène et les piles à combustible.

3 PERFORMANCES POTENTIELLES DES CHAINES DE L'HYDROGENE RETENUES

Ce chapitre s'appuie sur les travaux des GT1, GT2, GT3 du projet HyFrance2 [2]. Il propose une stratégie française de production d'hydrogène à émissions réduites de CO₂ tirant profit des particularités nationales. Il définit un ensemble de chaînes énergétiques représentatives de la situation française, en incluant la production, le transport, la distribution et l'utilisation finale de l'hydrogène.

Les performances environnementales et économiques potentielles de ces chaînes sont ensuite comparées entre elles en mettant l'accent sur le secteur des transports, qui est la cible principale du projet HyWays. L'influence des prix des énergies (électricité, gaz naturel, bois énergie) sur les marges de compétitivité économique des chaînes énergétiques est tout particulièrement évaluée.

3.1 Aperçu du système énergétique français

Le système énergétique français est marqué par l'absence d'impact négatif du parc électronucléaire sur le réchauffement climatique (même si la gestion sûre et durable des déchets radioactifs nécessite encore la mise en œuvre industrielle de solutions aujourd'hui disponibles en R&D).

La production brute d'électricité était de 574,5 TWh en 2006, dont 78,4% provenait des centrales électronucléaires et 11,1% des énergies renouvelables, c'est-à-dire à 90% d'énergies non-carbonées. Il en résulte, à l'inverse de la plupart des autres pays européens, que le secteur de la conversion d'énergie n'est qu'un faible contributeur aux émissions de CO₂.

De plus, la production nationale d'énergie primaire (donc hors importations) était de 138,1 Mtep en 2006, avec une contribution majeure de l'électricité d'origine nucléaire (85%), alors que la part des énergies fossiles décroît régulièrement au cours du temps (1,8% en 2006).

Enfin, le secteur des transports routiers est le seul secteur énergétique majeur dépendant quasi-exclusivement du pétrole, mais sans mouvement important de substitution des carburants fossiles par des carburants alternatifs, sauf si la part des biocarburants s'accroît sensiblement. C'est aussi le seul secteur majeur produisant un accroissement régulier des émissions de CO₂ (1 à 1,5% par an, en tendance lourde).

A l'inverse, les deux autres secteurs importants (résidentiel/tertiaire, industrie) sont caractérisés par un accroissement de l'efficacité énergétique et des économies d'énergie et par un mouvement de substitution vers des formes d'énergie sans émission ou à émissions réduites de carbone : électricité, énergies renouvelables, voire gaz naturel.

Une conséquence importante de ce constat d'ensemble est qu'en France, aujourd'hui, le secteur de la production d'électricité pose peu de problème d'émission de CO₂, alors que celui des transports routiers doit être considéré comme hautement prioritaire pour remplacer les carburants pétroliers par des carburants propres. Cependant, le secteur stationnaire (résidentiel/tertiaire, industrie) reste globalement le principal contributeur aux émissions de CO₂.

3.2 Stratégie nationale de production d'hydrogène

La stratégie nationale de production d'hydrogène proposée ici doit rester cohérente avec les orientations définies par les pouvoirs publics pour la politique énergétique nationale (cf. loi du 13 juillet 2005 en vigueur) : garantie de sécurité et continuité à long terme de la fourniture d'énergie sous toutes ses formes (carburants, combustibles, électricité), offre d'énergie à des prix compétitifs,

garantie de cohésion sociale et territoriale, construction d'un développement énergétique durable, notamment en luttant efficacement contre l'effet de serre.

Ainsi, la France devrait tirer profit du poids du nucléaire dans son mix électrique et de son potentiel élevé d'énergies renouvelables (éolien et biomasse dans cette étude) pour produire l'hydrogène par électrolyse de l'eau ou gazéification de la biomasse. En outre, la France dispose de l'un des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel les plus importants en Europe. Dans le futur, le potentiel de stockage élevé des bassins sédimentaires devrait être mobilisé pour stocker le CO₂ émis par le reformage à la vapeur du gaz naturel, qui reste aujourd'hui le procédé de production d'hydrogène le plus économique à grande échelle.

La production d'hydrogène à partir de technologies à émissions réduites de CO₂ dans l'atmosphère sera donc privilégiée :

- soit par reformage centralisé à la vapeur du gaz naturel (*Steam Methane Reforming*), dès lors qu'il s'accompagne d'une étape de captage et de stockage du CO₂ émis (*Carbon Capture & Sequestration*) ; mais la nécessité de capter le CO₂ et de le stocker dans une structure géologique souterraine écarte a priori l'option alternative du reformage décentralisé du gaz naturel, jugée peu compatible à long terme avec la stratégie proposée⁴ ;
- soit par électrolyse de l'eau à basse ou haute température (BT ou HT), centrale ou locale, dès lors que le procédé utilise le mix électrique français, à 90% d'origine non-fossile, ou de l'électricité dédiée, d'origine nucléaire (EPR dans un premier temps) ou éolienne ;
- soit par gazéification de la biomasse sèche, en utilisant une ressource régionale exploitable à un prix compétitif.

Cette stratégie de base sera avantageusement complétée par une utilisation appropriée d'une partie de l'électricité renouvelable produite sur le territoire national. A moyen-long terme, par exemple d'ici à 2020-2050, l'électricité éolienne off-shore pourrait être en partie dédiée à la production locale d'hydrogène par électrolyse conventionnelle de l'eau dans des installations décentralisées.

En effet, l'énergie hydraulique serait probablement entièrement réservée à la production d'électricité, de même que l'énergie géothermique contenue dans les gisements de vapeur en grande profondeur (roches chaudes et sèches).

L'utilisation d'électricité photovoltaïque pour la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau n'a pas été modélisée dans le projet HyFrance. Toutefois de telles chaînes énergétiques restent envisageables en France dans les régions à forte valorisation potentielle de l'énergie solaire (ex. région PACA).

3.3 Chaînes de l'hydrogène retenues

Le projet HyWays privilégie deux applications principales de l'hydrogène énergie :

- la propulsion des véhicules (voitures personnelles, véhicules utilitaires légers, bus urbains), à l'aide d'une pile à combustible ou d'un moteur à combustion interne à hydrogène, en version hybride ou non ; les camions et autocars parcourant de longues distances ne sont pas considérés ici (dans ce cas, HyWays ne retient que les moteurs diesel qui fonctionnent déjà de façon efficace) ;
- la cogénération de chaleur et d'électricité à usage résidentiel (habitat individuel ou collectif) ou tertiaire, principalement à l'aide d'une pile à combustible à hydrogène.

⁴ L'option de la gazéification du charbon n'est pas non plus retenue dans la stratégie nationale de production d'hydrogène (l'importation du charbon n'est pas envisagée), même si les technologies associées connaîtront sans doute des développements importants en Europe et dans le monde.

Sur cette base, le Groupe de Travail (GT) HyFrance a retenu un ensemble de chaînes de l'hydrogène caractéristiques de la situation française (voir la Figure 3.1 ci-dessous).

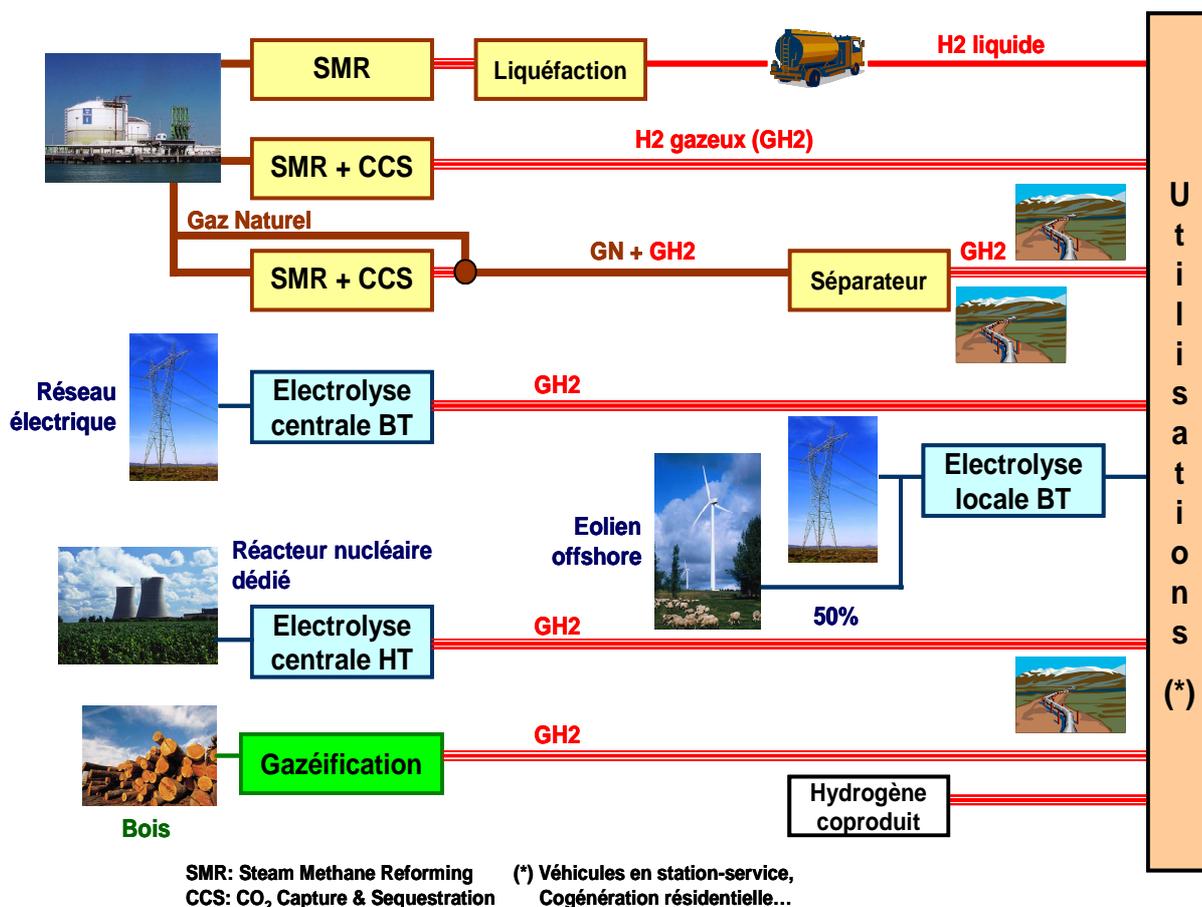


Figure 3.1 : Chaînes de l'hydrogène retenues pour la France

Les chaînes retenues sont conformes à la stratégie de développement durable adoptée (cf. § 3.2). Elles pourront s'imposer à un horizon plus ou moins lointain en fonction de leur maturité technologique, leurs marges de compétitivité économique et leur acceptabilité sociale (cf. § 3.4 ci-après).

L'hydrogène est produit par reformage centralisé du gaz naturel (SMR), électrolyse de l'eau (centrale ou locale) ou gazéification du bois. Il est également coproduit dans l'industrie, mais l'influence de cette source d'énergie très attractive à court terme (horizon 2020) devrait diminuer par la suite, compte tenu de l'ampleur de la demande d'hydrogène à satisfaire.

A partir de 2030, l'électrolyse à haute température⁵ (HT) est utilisée, en plus de l'électrolyse à basse température (BT), pour produire massivement l'hydrogène en utilisant l'énergie produite par un réacteur nucléaire dédié, au moins en partie.

L'hydrogène est livré, à partir des centrales de production, par des pipelines d'hydrogène gazeux (GH2) ou par des camions d'hydrogène liquide. L'option alternative est de transporter l'hydrogène dans les canalisations de gaz naturel et de l'extraire du mélange via un séparateur.

⁵ C'est le futur mode de production massive d'hydrogène sans émission de CO₂ qui a été proposé par les acteurs du nucléaire dans le GT HyFrance (CEA, EDF, avec la participation d'Areva).

Seule la chaîne d'hydrogène liquide n'a pas de caractère durable puisque le CO₂ émis par l'installation de réformage du gaz naturel n'est pas capté et stocké. Elle est cependant considérée ici comme une chaîne de référence actuelle, représentative des pratiques courantes du secteur des gaz industriels.

Les véhicules à hydrogène sont alimentés dans des stations-service où l'hydrogène peut également être produit directement par électrolyse locale à basse température (BT), l'électrolyseur étant alimenté à 100% par le réseau électrique (cas général sur une grande partie du territoire national) ou à 50% par des éoliennes off-shore (les 50% restants provenant du réseau).

Dans le secteur stationnaire, les piles à combustible sont utilisées comme unités de cogénération⁶ répondant à la demande de chaleur du site, qu'il s'agisse d'usages résidentiels, tertiaires, commerciaux ou de la petite industrie. L'électricité est consommée sur le site ou réinjectée sur le réseau électrique. Préalablement, l'hydrogène est livré dans des centres de distribution situés en zone urbaine ou industrielle, raccordés aux applications par des mini-réseaux locaux d'hydrogène gazeux.

Toutes ces chaînes sont décrites et évaluées en détail dans le rapport du GT1 [2]. Les données des installations sont celles retenues pour évaluer les performances des chaînes françaises dans le projet HyWays, de la source d'énergie primaire à l'utilisation de l'hydrogène dans les deux applications visées. En particulier, l'hydrogène produit par les installations centralisées est transporté dans des pipelines d'une longueur moyenne de 50 ou 100 km délivrant 240 GWh/an.

Cependant, compte tenu du poids dans le projet HyWays et du caractère stratégique (cf. § 3.1) du secteur des transports, seules les performances des chaînes énergétiques dans ce secteur sont rappelées dans la suite du chapitre (évaluation « du puits au réservoir », évaluation « du puits à la roue » en intégrant le véhicule), en mettant en avant l'influence des prix des énergies.

3.4 Performances potentielles des chaînes « du puits à la roue »

Les performances des chaînes françaises sont évaluées à l'aide de l'outil E3database qui calcule les efficacités énergétiques, les émissions (ici seulement de gaz à effet de serre) et les coûts selon une projection de la demande d'hydrogène à un horizon de temps donné, mais sans optimisation.

La qualité des résultats obtenus dépend donc de la qualité des données des procédés composant la chaîne énergétique et des règles adoptées pour l'évaluation des performances technico-économiques des technologies au cours du temps (voir rapport du GT1 [2]). Les calculs ont été réalisés avec une demande d'hydrogène forte projetée à l'horizon 2020-2050, ce qui permet d'utiliser les installations au maximum de leur capacité.

3.4.1 Emissions versus coûts en station-service

Afin de faciliter la comparaison des performances des chaînes de l'hydrogène retenues et en tirer les messages essentiels, la Figure 3.1 ci-dessous présente les émissions de gaz à effet de serre, en kg de CO₂ équivalent par GJ d'hydrogène distribué, en fonction des coûts de ces chaînes en station-service, en € par GJ d'hydrogène distribué.

L'horizon visé ici (2030) est choisi pour sa représentativité en termes d'options technologiques disponibles pour la France. Cependant, dans la mesure où les prix des énergies (électricité, gaz naturel, bois) sont difficiles à évaluer sur le long terme, le choix a été fait de faire varier ces prix à partir de valeurs de référence. Dans la Figure 3.1, pour chaque chaîne énergétique, le premier point correspond au prix de référence, le deuxième au prix de référence multiplié par 2 et le troisième au

⁶ Il s'agit d'une vision de moyen-long terme : à plus court terme, les systèmes à pile à combustible utiliseront vraisemblablement en priorité le réseau existant de gaz naturel ; les systèmes testés actuellement fonctionnent au gaz naturel (éventuellement au GPL), mais pas directement à l'hydrogène.

prix de référence multiplié par 3. La compétitivité économique de ces chaînes s'apprécie alors à l'intérieur des intervalles de variation des prix.

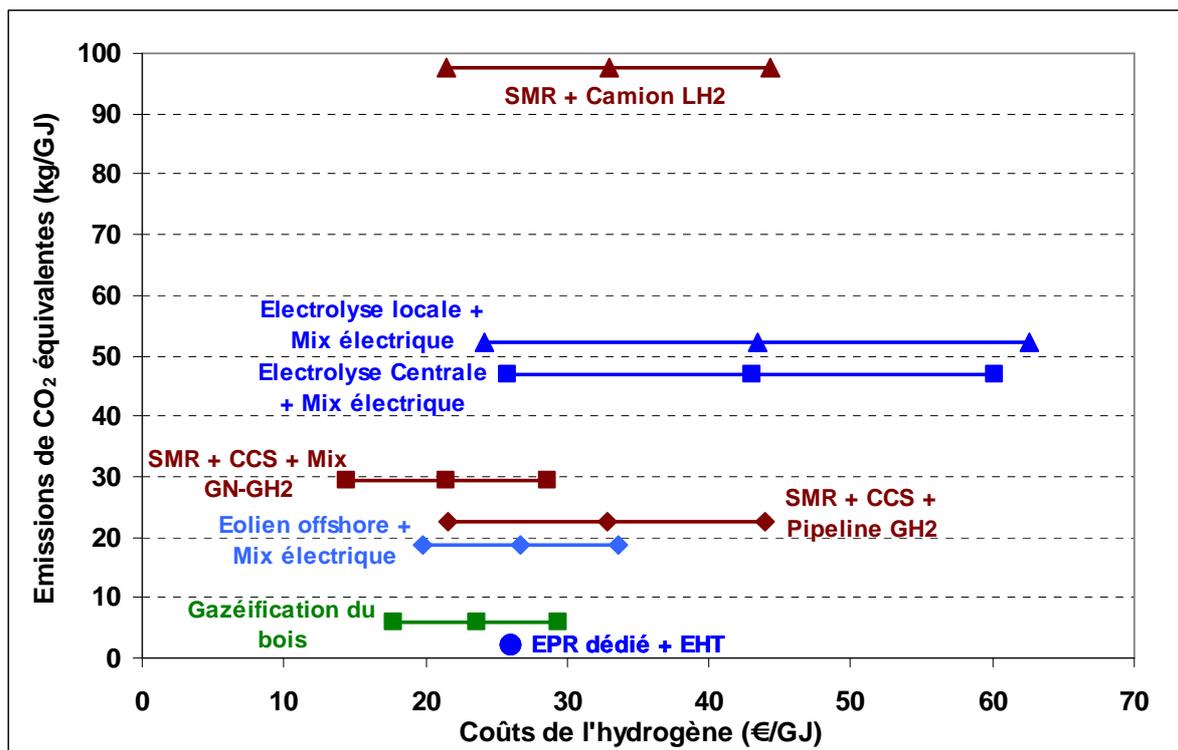


Figure 3.1 : Emissions versus coûts en station-service des chaînes de l'hydrogène retenues pour la France

Le point de référence est défini comme suit :

- Prix de 40 €/MWh pour l'électricité (ordre de grandeur des prix négociés entre EDF et les entreprises « électro-intensives » pour des contrats de long terme) ;
- Prix de 7,8 €/GJ (28 €/MWh) pour le gaz naturel (ordre de grandeur du prix moyen du gaz naturel à usage industriel en France) (source DGEMP, janvier 2007) ;
- Prix de 70 €/tonne pour le bois (14 €/MWh pour un PCI de 5 kWh/kg) (ordre de grandeur du prix des plaquettes de bois à faible taux d'humidité en Europe).

Les chaînes de reformage du gaz naturel sont très sensibles au prix du gaz naturel (7,8, 15,6 et 23,4 €/GJ). Le captage et le stockage du CO₂ émis par les installations permet de réduire de 85% les émissions des chaînes qui en sont équipées. La chaîne d'hydrogène liquide est pénalisée par l'étape de liquéfaction de l'hydrogène, qui consomme beaucoup d'électricité, et surtout par l'absence de captage et de stockage du CO₂ émis.

La chaîne comportant le transport d'hydrogène gazeux dans les canalisations de gaz naturel, puis l'extraction de l'hydrogène du mélange à proximité du point d'utilisation, pourrait être compétitive dans la période intermédiaire 2020-2030, à condition qu'un système de séparation centralisé efficace soit mis en œuvre et qu'un crédit approprié soit affecté au mélange gazeux extrait du séparateur et réinjecté dans les canalisations de gaz naturel. Les performances de cette chaîne sont ici les performances extrapolées du cas régional étudié dans le GT3 [2]. Dans ce cas régional, l'efficacité du séparateur n'est que de 44% (d'où la consommation de gaz naturel et les émissions de CO₂ supplémentaires) et la valeur du crédit correspond au coût de l'hydrogène en sortie du séparateur.

Les chaînes d'électrolyse centralisée et décentralisée utilisant uniquement le mix électrique français sont très sensibles aux prix de l'électricité (40, 80, 120 €/MWh). Leur compétitivité économique reste très incertaine dans un contexte de libéralisation des prix. Les émissions de CO₂ de ces chaînes sont dues au mix électrique français retenu dans HyWays à l'horizon 2020 (cf. rapport « *European energy and transport : Trends to 2030* » publié en 2003). La révision 2005 de ce rapport, qui tient compte de prix plus élevés pour les énergies fossiles, conduirait à réduire le poids de celles-ci dans le mix électrique français et ainsi faire baisser de plus de la moitié le niveau d'émissions de CO₂, mais elle n'a pas été retenue dans le projet HyWays.

La chaîne d'électrolyse à haute température est supposée émerger dans la période 2020-2030, conformément aux conclusions du GT2 [2]. Elle utilise l'énergie produite par un réacteur nucléaire EPR dédié et l'électricité est consommée dans le procédé au coût de production de l'électricité, et non au prix du marché, avec un coût de production évalué ici à 35 €/MWh, en s'appuyant sur la production en série de 10 réacteurs EPR. Si cette option est considérée, à l'avenir, comme pertinente sur une base économique et industrielle (préférence pour la vente d'hydrogène plutôt que d'électricité), une telle chaîne pourrait devenir la plus compétitive pour servir une demande massive d'hydrogène sans émission de CO₂. Son caractère durable dépendra cependant de la capacité à développer des systèmes nucléaires du futur (4^{ème} génération) économes en combustible, sûrs et compétitifs.

Les chaînes valorisant les énergies renouvelables (biomasse, éolien off-shore) semblent a priori parmi les plus compétitives sur le plan économique, même si les ressources mobilisables pour la production d'hydrogène restent limitées et dépendent de considérations sociales, économiques et politiques.

La chaîne valorisant le bois et les déchets de bois (*Biomass-To-hydrogen* ou *BTH*) semble prometteuse. Toutefois, l'évaluation de cette chaîne est fondée sur un jeu d'hypothèses volontariste⁷ : procédé non industriel (réf. Katofsky, Princeton University, 1993) ; pas de stockage massif d'hydrogène au niveau de la production (mais aucune des chaînes modélisées ici ne dispose d'un tel stockage massif) ; transport régional d'hydrogène sur 50 km seulement.

La chaîne valorisant l'énergie éolienne devra faire l'objet d'une investigation plus poussée. Dans le schéma de fonctionnement retenu, l'électrolyseur utilise 50% d'électricité issue du mix électrique, au prix moyen de marché (40, 80, 120 MWh). Or l'économie de cette chaîne de production d'hydrogène dépendra de plusieurs paramètres importants, notamment :

- le prix d'achat du kWh éolien, probablement négociable via des contrats d'approvisionnement à long terme, tenant compte du risque lié aux aléas de fourniture ;
- le prix d'achat du kWh d'appoint sur le réseau, négociable auprès d'un fournisseur d'électricité ou fixé sur le marché spot ;
- le coût du stockage d'une quantité suffisante d'hydrogène nécessaire, pour compenser l'arrêt de la production d'hydrogène en cas de prix spot excessif et ainsi maintenir l'approvisionnement d'hydrogène en station-service (coût non pris en compte dans la chaîne à ce stade).

Il est donc difficile, en l'absence d'évaluation plus précise, notamment sur le chiffrage d'une solution de stockage massif d'hydrogène, de conclure sur la compétitivité économique de cette chaîne « éolien ».

Le chiffrage d'une solution de stockage massif d'hydrogène devrait donc être nécessaire pour toute production centralisée d'hydrogène, afin de lisser les variations de production (c'est le cas notamment de la chaîne d'électrolyse à haute température avec EPR dédié dont la charge varie).

⁷ D'autres études produisent des résultats moins optimistes, en fonction des hypothèses retenues, pouvant conduire à une majoration de 50% du coût de l'hydrogène en station-service (ex. étude H2A du DOE).

3.4.2 Emissions versus coûts à la roue

En partant des données de la Figure 3.1, la Figure 3.2 ci-dessous présente les émissions de gaz à effet de serre, en g de CO₂ équivalent par km parcouru, en fonction des coûts de ces chaînes, en € par km parcouru, c'est-à-dire « du puits à la roue », pour des véhicules à pile à combustible hybrides (avec batterie d'appoint) alimentés en hydrogène. Comme sur la Figure 3.1 (cf. § 3.4.1), les performances des chaînes de l'hydrogène sont présentées avec des prix de référence de l'énergie (1^{er} point), multipliés par 2 (2^{ème} point) et par 3 (3^{ème} point).

Les performances des véhicules à hydrogène sont de 2,6 litres équivalents d'essence pour 100 km (soit 0,7 kg pour 100 km, valeur optimiste), mais les coûts d'investissement et d'entretien des véhicules ne sont pas pris en compte. La figure présente deux points de référence pour deux véhicules conventionnels hybrides (l'un à moteur à combustion interne à essence, l'autre à moteur à combustion interne diesel) et un prix du baril de pétrole de 50 €. Ces données de référence sont issues de l'étude Concaawe/Eucar/JRC (ies.jrc.ec.europa.eu/wtw.html). Les prix sont indiqués hors taxes.

En tenant compte de l'éventualité d'une hausse substantielle durable du prix du baril de pétrole (par exemple jusqu'à 100 €), la Figure 3.2 montre que la plupart des chaînes de l'hydrogène ont le potentiel d'être compétitives⁸, mais peuvent être fortement pénalisées par les prix des énergies (électrolyse, reformage du gaz naturel). Ces chaînes profitent des meilleurs rendements énergétiques de la pile à combustible (ici 50%, supposés deux fois plus élevés que ceux des moteurs à combustion interne) et seraient bien entendu avantagées par l'application d'une taxation sur les émissions de CO₂.

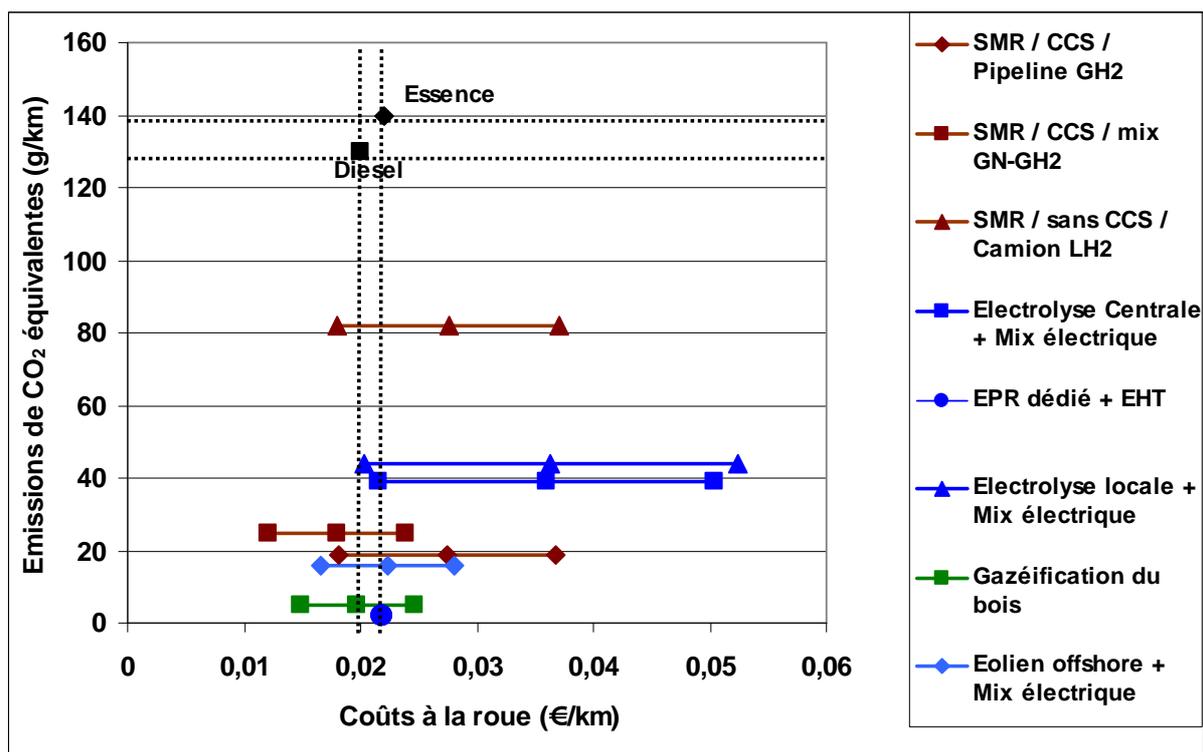


Figure 3.2 : Emissions versus coûts du puits à la roue des chaînes de l'hydrogène retenues pour la France (hors coûts d'investissement et d'entretien des véhicules)

⁸ Sauf si les coûts d'investissement des véhicules à hydrogène (pile à combustible, stockage d'hydrogène...) restent à un niveau trop élevé pour concurrencer les véhicules à essence ou diesel.

Selon les hypothèses retenues dans le projet, les chaînes de gazéification du bois et de reformage du gaz naturel semblent les plus compétitives, mais le potentiel de biomasse est limité, compte tenu de la compétition d'usage des ressources, et la faisabilité industrielle du captage et du stockage du CO₂ n'est pas démontrée. La compétitivité économique de la chaîne de mélange de gaz naturel et d'hydrogène (SMR / CCS / Mix GN-GH₂) n'est envisageable que dans la période de transition 2020-2030, quand la demande n'est pas trop élevée.

Par contre, la compétitivité économique de la chaîne « éolien offshore » est très incertaine, compte tenu du recours nécessaire au réseau électrique en l'absence de vent et à des moyens suffisants mais coûteux de stockage de l'hydrogène.

A l'inverse, la chaîne d'électrolyse à haute température utilisant un réacteur nucléaire dédié est potentiellement la plus compétitive, mais sa faisabilité économique et industrielle n'est pas démontrée et elle doit s'inscrire dans une logique de développement nucléaire durable.

4 VISION « INTUITIVE » DU DEVELOPPEMENT DE L'HYDROGENE ENERGETIQUE

Ce chapitre complète le précédent en détaillant la réflexion qualitative que le groupe de travail (GT) HyFrance a conduite, à la demande du projet HyWays, sur le développement possible de l'hydrogène énergie dans la période 2010-2050 (chapitre 2 du livrable de HyWays « Member States Vision Report », consacré à la France). Cette vision collective « intuitive », qui tient compte des spécificités du système énergétique français, est cohérente avec la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite loi « POPE » du 13 juillet 2005) : voir le § 3.2.

La cible de réduction des émissions de CO₂ n'étant que de 35% d'ici 2050 (par rapport au niveau de 1990) dans le scénario de référence (sans hydrogène) de HyWays, le GT HyFrance a noté avec satisfaction qu'une étude de sensibilité retenant une réduction de 80% des émissions de CO₂ d'ici 2050 a été réalisée dans le projet HyWays. Il n'était en effet pas possible de ne pas tenir compte du consensus politique qui émerge dans le monde en faveur d'une division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050, ce qui nécessite une division par quatre ou cinq de ces émissions dans les pays industrialisés. Cet objectif a été réaffirmé dans la loi POPE.

4.1 Développement du système énergétique national

Aujourd'hui, le secteur de production électrique en France n'a pas d'impact majeur sur le changement climatique (§ 3.1), alors que le secteur des transports routiers est hautement prioritaire pour une substitution des carburants fossiles par des carburants propres. A long terme, la France devra conserver cette part très importante de sources d'énergie sans émission de CO₂ dans son secteur électrique, tout particulièrement dans le cadre d'une politique très volontariste de lutte contre le changement climatique.

Dans cette perspective, la France devrait tirer profit de son mix électrique peu émetteur de CO₂ et de ses ressources d'énergies renouvelables (éolien et biomasse dans cette étude) pour produire l'hydrogène par électrolyse de l'eau ou gazéification de la biomasse (*BTH : Biomass-To-Hydrogen*).

En outre, la France héberge l'un des plus vastes réseaux de transport et de distribution de gaz naturel en Europe. A l'avenir, le potentiel de stockage du CO₂ dans les bassins sédimentaires devrait être mobilisé pour stocker le CO₂ produit par reformage à la vapeur du méthane (*SMR : Steam Methane Reforming*), à condition que la faisabilité industrielle du captage et du stockage géologique du CO₂ soit acquise. Le reformage du méthane reste en effet aujourd'hui le procédé de production d'hydrogène le plus compétitif à grande échelle, mais sera fortement influencé par la hausse des prix du gaz naturel.

4.2 Vision nationale des chaînes de l'hydrogène

En retenant l'hypothèse que l'hydrogène jouera un rôle significatif dans divers secteurs énergétiques (transports, résidentiel, tertiaire...), les spécificités du système énergétique français décrit ci-dessus devraient conduire à privilégier trois options de base pour la production d'hydrogène sans émission ou à émissions réduites de CO₂ (§ 3.2) :

- Le reformage centralisé à la vapeur du méthane (*SMR*), avec captage et stockage du CO₂ émis (*Carbon Capture and Sequestration : CCS*) ;
- L'électrolyse de l'eau à basse ou haute température, centralisée ou décentralisée, en utilisant le mix électrique français ou l'électricité provenant directement d'un parc éolien (de préférence off-shore) ou d'un réacteur nucléaire (EPR dans un premier temps) ;

- La gazéification de la biomasse sèche (*BTH*), en utilisant des ressources de bois rentables, de préférence régionales pour minimiser les coûts de transport.

Cette stratégie valorisera au mieux les ressources d'électricité renouvelable intermittente (éoliennes surtout) réparties sur le territoire pour produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau dans des installations décentralisées. En complément, la production centralisée future d'hydrogène sans émission de CO₂ nécessitera le développement de nouveaux systèmes d'électrolyse plus efficaces et plus économiques, utilisant l'énergie fournie par un réacteur nucléaire innovant, au moins en partie dédié.

4.2.1 Vision à court terme (jusqu'à 2020)

A court terme, l'hydrogène alimentera les marchés précoces et de niche, en incluant les transports routiers (flottes captives, véhicules spécialisés), les marchés stationnaires (alimentation électrique de secours, générateurs électriques portables...) et les micro-piles à combustible pour appareils nomades. Dans cette perspective, les deux principaux fabricants français de pile à combustible, Axane (filiale d'Air Liquide) et Héliion (filiale d'Areva), pourraient jouer un rôle majeur.

L'hydrogène serait produit en petites quantités par *SMR* (mais sans captage et stockage du CO₂) ou par électrolyse de l'eau conventionnelle, sur site ou dans des installations centralisées, en utilisant les infrastructures d'hydrogène existantes (par exemple les capacités de production et de distribution d'Air Liquide : § 2.1). Dans le cas d'une production centralisée, l'hydrogène serait livré par camion sous forme liquide ou gazeuse, ou par pipeline. Pour ravitailler les véhicules, une autre option serait d'utiliser des bouteilles d'hydrogène sous haute pression qui seraient remplacées en station-service.

A l'horizon 2020, selon l'étude Concawe/Eucar/JRC (ies.jrc.ec.europa.eu/wtw.html), la consommation d'énergie « du puits à la roue » d'une filière de production (par *SMR*), transport et distribution d'hydrogène, puis d'utilisation sous forme comprimée dans une voiture particulière à pile à combustible, serait inférieure, sur un cycle de conduite de référence, à celle d'une voiture à moteur thermique conventionnelle à essence ou gazole (typiquement 150 contre 200 MJ pour 100 km parcourus).

Pour accélérer l'introduction de l'hydrogène dans les marchés de l'énergie, une option alternative serait de mélanger l'hydrogène au gaz naturel dans les pipelines existants de gaz naturel et d'utiliser le mélange dans diverses applications, en incluant les transports (véhicules Hythane[®]) et les usages stationnaires (chaudières, cogénération). Cette option permettrait de développer plus rapidement les usages stationnaires de l'hydrogène et de diminuer significativement les émissions de CO₂, sans nécessiter l'utilisation de systèmes à hydrogène pur.

Une option intermédiaire serait d'extraire l'hydrogène du mélange au point d'utilisation, à condition qu'un système de séparation efficace soit mis en œuvre et qu'un crédit approprié soit affecté au mélange gazeux extrait du séparateur et réinjecté dans les pipelines de gaz naturel. Cette option doit cependant prouver sa faisabilité technique et sa compétitivité économique, par comparaison à la solution de référence utilisant des pipelines d'hydrogène pur.

Des centres d'utilisation précoce de l'hydrogène énergie seraient localisés dans les régions frontalières les plus favorables (Sud-Est, Est, Nord-Est), c'est-à-dire celles hébergeant déjà des projets de démonstration et des experts de centres de recherche publique ou privée, tout en bénéficiant d'un engagement politique régional fort. En complément, l'Île-de-France dispose d'un potentiel de R&D et industriel très élevé.

Le cas échéant, les pôles de compétitivité régionaux, qui privilégient les facteurs clés de la compétitivité industrielle, comme l'innovation par la R&D, formeraient un cadre approprié pour le développement des technologies de l'hydrogène. Trois pôles sont ici particulièrement intéressants :

Tenerrdis (Rhône-Alpes), Capenergies (Provence-Alpes-Cote d'Azur) et « Véhicule du futur » (Alsace, Franche-Comté).

4.2.2 Vision à moyen terme (2020-2030)

A moyen terme (phase de transition), la croissance de la demande d'hydrogène élargirait la palette d'options de production centralisée ou décentralisée d'hydrogène, en tenant compte des spécificités françaises.

La production d'hydrogène à partir des énergies renouvelables émergerait dans les régions les plus favorables, par exemple en 2030 jusqu'à 25 PJ (0,6 Mtep) par électrolyse de l'eau utilisant de l'électricité éolienne (Languedoc-Roussillon, Bretagne, Normandie...) et 48 PJ (1,14 Mtep) par gazéification de la biomasse sèche ou *BTH* (Lorraine, Aquitaine, Rhône-Alpes...) : voir le § 4.4 ci-après qui rappelle les résultats obtenus lors d'une première évaluation par le GT HyFrance des ressources d'énergie renouvelable mobilisables pour satisfaire la demande d'hydrogène.

De grandes quantités d'hydrogène co-produit par l'industrie, jusqu'à 4,3 PJ/an (0,1 Mtep/an) (cf. projet européen Roads2HyCom) alimenteraient les marchés régionaux, en fonction de la compétitivité économique de l'opération (bon potentiels en PACA : Fos-sur-mer, Lavéra...), mais cette contribution serait moins significative après la phase de transition.

Le captage et le stockage du CO₂ issu des installations centralisées *SMR* ne serait envisagé à l'échelle industrielle que lors de cette phase, mais cette option serait privilégiée par la suite, en supposant une taxation dissuasive du CO₂. Bien qu'une quantité significative d'hydrogène serait mélangée au gaz naturel et transportée dans les pipelines de gaz naturel pour alimenter diverses applications du mélange (cf. § 4.2.1 ci-dessus), l'extraction d'hydrogène de haute pureté du mélange au point d'utilisation (99,99% requis pour la pile PEMFC aujourd'hui) serait une option convaincante à la fin de la période (jusqu'à 10% de la production d'hydrogène). Cette option tirerait profit des progrès technologiques sur le séparateur central, mais son intérêt économique disparaîtrait par la suite, face au développement de la distribution par pipeline d'hydrogène pur. Par contre, son coût diminuerait si le degré de pureté de l'hydrogène requis était moins élevé (injection dans une pile SOFC ou un moteur thermique).

Le procédé *SMR* serait approprié dans les régions de forte densité de population (Ile-de-France, Nord-Pas-de-Calais, Sud-Est), quand la demande d'hydrogène est élevée et le stockage géologique du CO₂ faisable à l'échelle industrielle. Dans les régions de plus faible densité de population, l'hydrogène serait produit de préférence par électrolyse de l'eau ou gazéification de la biomasse sèche, alors que le procédé *SMR* serait utilisé en fonction de sa compétitivité économique, en incluant les coûts de transport et de stockage du CO₂.

Cependant, l'hydrogène produit à partir de l'électricité nucléaire aux heures creuses pourrait jouer un rôle significatif dans la période de transition vers une économie de l'hydrogène énergie généralisée.

Le transport d'hydrogène par des pipelines dédiés deviendrait progressivement l'option la plus attractive pour des quantités significatives d'hydrogène distribué aux utilisateurs, alors que le transport par camion serait préféré pour les quantités plus modestes. L'hydrogène serait livré aux stations-service, pour les véhicules à hydrogène, et à des centres de distribution, via des mini-réseaux locaux, pour alimenter les zones résidentielles, tertiaires et les industriels. Les stations-service seraient réparties dans les zones urbanisées et le long des grands axes routiers et les centres de distribution dans les zones urbanisées et industrielles.

4.2.3 Vision à long terme (2030-2050)

A long terme, la palette d'options disponibles pour la production d'hydrogène reflétera le caractère durable de l'économie de l'hydrogène. Le procédé *SMR* centralisé avec captage et stockage du CO₂

et la distribution d'hydrogène à travers un réseau de pipelines dédiés seraient utilisés en fonction de la compétitivité économique du procédé pénalisé par les prix croissants du gaz naturel.

La production d'hydrogène à partir des énergies renouvelables pourrait atteindre, en 2050, 109 PJ (2,6 Mtep) par électrolyse de l'eau utilisant de l'électricité éolienne et 125 PJ (3 Mtep) par gazéification de la biomasse sèche (*BTH*), mais l'estimation de ces contributions dépend fortement du scénario adopté pour l'utilisation finale des ressources énergétiques renouvelables : voir le § 4.4 ci-après.

L'électricité éolienne pourrait être issue d'installations off-shore. L'électrolyseur situé en zone côtière utiliserait l'électricité produite par les éoliennes et, en l'absence de vent, celle fournie par le réseau électrique. L'efficacité économique de l'opération dépendrait notamment du prix d'achat du kWh sur le réseau, négociable auprès d'un fournisseur d'électricité ou fixé sur le marché spot, et du coût du stockage d'une quantité suffisante d'hydrogène nécessaire pour compenser l'arrêt de la production d'hydrogène en cas de prix spot excessif.

La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau conventionnelle utilisant l'électricité éolienne dédiée ou le mix électrique serait privilégiée pour des raisons environnementales. Le choix de l'option centralisée ou décentralisée dépendrait de la disponibilité locale de ressources éoliennes, de la densité régionale de population et de la croissance de la demande d'hydrogène.

Cependant, en cas de demande importante provenant de régions à forte densité de population, l'émergence de réacteurs nucléaires innovants permettrait la production massive d'hydrogène sans émission de CO₂ par électrolyse à haute température (EHT). Ce procédé utiliserait l'énergie (électricité, chaleur) fournie par le réacteur nucléaire (EPR dans un premier temps puis réacteur de 4^{ème} génération), en tirant profit d'une consommation d'électricité plus faible.

La consommation d'électricité et de chaleur par l'électrolyseur HT pourrait justifier la construction de réacteurs nucléaires en partie dédiés fournissant notamment l'électricité au coût de production (en incluant le retraitement des déchets, le démantèlement...), au-dessous du prix moyen du marché. A l'inverse, le GT HyFrance a retenu l'hypothèse que les électrolyseurs conventionnels consommeraient l'électricité du mix français, mais au prix du marché. La contribution de ce procédé HT innovant serait significative dans le mix de production d'hydrogène (10% en 2030, 20% en 2050), reflétant ainsi la volonté politique de promouvoir les moyens efficaces de produire l'hydrogène par électrolyse de l'eau.

La pertinence économique d'un tel scénario dépendrait de différents facteurs, tels que l'intérêt économique des compagnies d'électricité de ne pas vendre leur électricité à un prix plus élevé et la capacité des grands consommateurs industriels de négocier des contrats de long terme fixant des prix raisonnables pour l'électricité.

Enfin le stockage souterrain massif d'hydrogène pourrait constituer une option attractive pour gérer des quantités importantes d'hydrogène produit à partir d'énergies renouvelables intermittentes et, plus largement, par les moyens de production centralisée d'hydrogène (dont l'EHT avec EPR dédié).

4.3 Vision globale du développement de l'hydrogène

Le tableau 4.1 ci-dessous résume la vision globale du GT HyFrance pour le développement des chaînes de l'hydrogène énergie sans émission ou à émissions réduites de CO₂ en France, en incluant l'exploitation des énergies renouvelables (ENR : éolien, biomasse sèche).

Ce tableau rassemble les principales options de production, transport, distribution, stockage et conversion d'hydrogène, en cohérence avec le développement du programme national de R&D PAN-H (Plan d'action national sur l'hydrogène et les piles à combustible). En effet, lors de l'appel à projets 2007 de l'ANR (Agence nationale de la recherche) (cf. § 2.3.3), le programme PAN-H s'est

concentré sur la production d'hydrogène (électrolyse HT, électrolyse BT couplée aux ENR), le stockage d'hydrogène et les piles à combustible.

Les étapes suivantes dépendront fortement de la stratégie nationale de R&D et d'innovation pour l'énergie qui sera définie par le nouveau gouvernement nommé le 19 juin 2007.

	2007	2020	2030	2050
Production	Centralisée : SMR Décentralisée : SMR, Electrolyse BT (incluant le couplage aux ENR)	Gazéification de la biomasse SMR + CCS Electrolyse BT	Electrolyse HT (nucléaire) SMR + CCS ENR	
Transport/ distribution	Camions H2 liquide Pipelines existants : hydrogène, mélange GN-GH2	Mélange GN-GH2, pipelines GH2 Stations-service H2	Pipelines GH2 Stations-service H2	
Stockage	Stockage GH2 (réservoirs) Stockage solide (hydrures) ?	Stockage GH2 et/ou Stockage hydrures	Stockage avancé (toutes options)	
Conversion/ applications	Marchés précoces : coproduit, alimentation de secours, générateurs portables, véhicules spécialisés, micro-PAC...	Transports: bus, véhicules spécialisés... Stationnaire : industrie, résidentiel, tertiaire...	Toutes applications	

Tableau 4.1 – Développement des chaînes de l'hydrogène à émissions réduites de CO₂

4.4 Rappel (HyFrance1) : potentiel d'énergies renouvelables mobilisable

Le potentiel des énergies renouvelables mobilisables sur le territoire national pour la production d'hydrogène à l'horizon 2020-2050 a fait l'objet d'une évaluation par le GT HyFrance lors de la première phase du projet HyWays. Les ressources d'énergies renouvelables avaient été évaluées, à cet effet, par l'ADEME et le BRGM, et le CEA avait élaboré un document de synthèse, avec l'appui de la DGEMP, pour le Groupe HyFrance [6]. Les énergies renouvelables concernées étaient l'énergie éolienne, la biomasse sèche et l'énergie géothermique profonde (roches chaudes et sèches).

A partir des potentiels estimés de production d'électricité (éolien, géothermie) et des usages finals estimés des différentes formes de biomasse primaire (électricité, chaleur, biocarburants), le GT HyFrance avait proposé une répartition des ressources pour les années 2030 et 2050, selon que l'électricité produite est destinée au réseau électrique (éolien, géothermie, bioélectricité) ou à la production d'hydrogène par électrolyse locale (éolien), et que les biocarburants sont utilisés sous forme d'hydrogène (*Biomass-To-Hydrogen : BTH*) ou de biocarburant liquide (voie sèche ou humide).

Selon ces scénarios, l'électricité éolienne est partiellement injectée dans le réseau (mix) électrique, à 90% en 2030 et 70% en 2050, alors que l'électricité produite par les unités géothermiques (7,2 et 16,2 TWh respectivement en 2030 et 2050) est entièrement dédiée au réseau électrique, de même que la bioélectricité. Il est important de noter, cependant, qu'une partie du mix électrique serait probablement utilisée pour la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, centralisée ou locale. De plus, l'utilisation de l'électricité géothermique profonde aux heures creuses, par exemple huit heures par jour, est une option à étudier pour la production d'hydrogène par électrolyse dans les régions les plus favorables (Alsace, Auvergne, PACA).

Ces scénarios supposent également qu'une partie significative de l'électricité éolienne est dédiée à des systèmes de production locale d'hydrogène par électrolyse (10% en 2030 et 30% en 2050). De même, une grande partie des biocarburants est utilisée sous forme d'hydrogène produit par gazéification de la biomasse sèche (bois, déchets de bois, voire cultures ligno-cellulosiques), jusqu'à 50% en 2030 et 80% en 2050.

Il en résulte le tableau de synthèse 4.2 ci-dessous qui estime les quantités d'hydrogène obtenues en 2030 et 2050 à partir de ces différentes ressources renouvelables.

Mode d'obtention de l'hydrogène	2030	2050
Electrolyse de l'eau à partir d'électricité éolienne (rendement d'électrolyse de 70%)	25 PJ (0,60 Mtep)	109 PJ (2,6 Mtep)
Gazéification du bois, de déchets de bois, voire de cultures ligno-cellulosiques	48 PJ (1,14 Mtep)	125 PJ (3,0 Mtep)

Tableau 4.2 - Quantités d'hydrogène gazeux obtenues à partir des ressources d'énergies renouvelables

L'utilisation effective de ces ressources énergétiques sera évidemment inspirée par des considérations socio-économiques et politiques, la production d'hydrogène entrant en compétition avec les autres usages finals des ressources. L'ensemble de ces évaluations a cependant permis de fixer des limites supérieures à la mobilisation potentielle d'énergie éolienne et de biomasse sèche dans les chaînes de l'hydrogène définies au chapitre 3 (cf. § 4.2.2 et 4.2.3 ci-dessus).

5 IMPACTS ENERGETIQUES, ECONOMIQUES, ENVIRONNEMENTAUX POUR LA FRANCE

Les chapitres 3 et 4 précédents ont présenté les chaînes énergétiques caractéristiques de la situation française retenues par le GT HyFrance, de même que les performances potentielles et les perspectives de développement envisagées de ces chaînes à l'horizon 2020-2050.

Le présent chapitre a pour objet de présenter et commenter les principales hypothèses utilisées dans les modèles technico-économiques de HyWays, qu'il s'agisse d'hypothèses macro-économiques pour l'ensemble des 10 Pays partenaires du projet ou plus spécifiques pour la France. Il décrit également les résultats disponibles des modèles pour la France, tout en mettant en exergue les écarts constatés entre ces résultats et les attentes du GT HyFrance.

Cette présentation des résultats de HyWays pour la France se veut autoportante, bien que le projet HyWays ne fournisse des résultats complets que pour la synthèse européenne : voir [1].

5.1 Principales hypothèses utilisées par HyWays

5.1.1 Paramètres de base

Pour estimer les perspectives de développement d'une économie de l'hydrogène en Europe, les simulations réalisées par l'équipe HyWays se situent dans un cadre économique cohérent qui s'appuie sur des hypothèses explicites de croissance économique et démographique et de développement des prix internationaux de l'énergie.

Les estimations de croissance économique et démographique sont fournies par le scénario « *Energy Trends to 2030* » daté de 2003, utilisé par la Commission Européenne pour la prospective du secteur de l'énergie en Europe et extrapolé par HyWays à 2050. Dans ce scénario, comme dans la plupart des exercices de prospective économique récents, le taux de croissance annuel moyen du PIB pour l'Union Européenne passe de 2,5% à moins de 2%, et le taux de croissance démographique de 0,4% à 0,1% sur la période 2000-2050.

Les hypothèses relatives aux prix internationaux de l'énergie (Figure 5.1) sont tirées de l'étude de la Commission Européenne « *World Energy Technology Outlook to 2050* » datée de 2006 (WETO-H2, projection de référence). L'étude WETO-H2 intègre des contraintes environnementales sous la forme d'une taxe sur le carbone limitée de 30€/tCO₂. Les prix du gaz et du pétrole augmentent régulièrement sur la période pour dépasser 100 € par baril de pétrole équivalent en 2050.

Du fait de la contribution potentielle de la biomasse à la production d'hydrogène à émissions réduites de CO₂ et de l'impact du prix de la ressource sur les coûts de production d'hydrogène, un indicateur du prix de la biomasse a également été retenu. Cet indicateur de prix moyen augmente très sensiblement sur la période (5 €/GJ en 2010, 5,5 €/GJ en 2025, mais 8 €/GJ en 2030), reflétant une tension croissante sur l'usage des sols pour la production alimentaire ou énergétique.

5.1.2 Scénarios de diffusion des technologies

Trois scénarios de diffusion des technologies ont été retenus dans le cadre de HyWays : un scénario de référence sans hydrogène et deux scénarios de diffusion des technologies de l'hydrogène, l'un « optimiste », l'autre « pessimiste » bien que plus favorable que le scénario de référence.

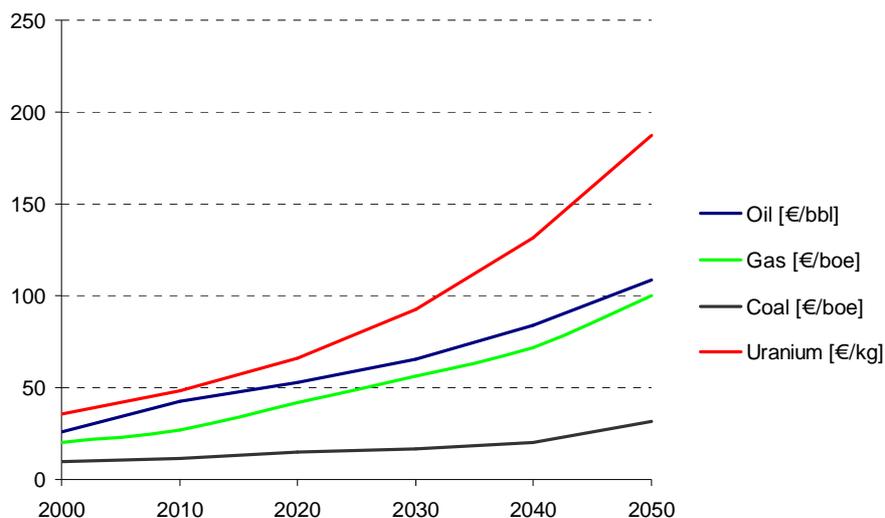


Figure 5.1 : Evolution des prix internationaux de l'énergie (WETO-H2, 2006)

Scénario de référence

Le scénario de référence comprend l'ensemble des politiques énergétiques déjà mises en œuvre ou décidées à la fin de l'année 2004, notamment en ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre ou la valorisation des énergies renouvelables.

Par exemple, les objectifs de production d'électricité renouvelable que la Commission Européenne vise aux horizons 2010 et 2020 ont été intégrés et extrapolés à l'horizon 2050. De même, les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2008-2012 décidés dans le cadre du protocole de Kyoto sont bien entendu pris en compte. Au-delà, et en dépit des incertitudes sur les futurs objectifs, HyWays considère que les Etats membres s'engageront pour 2050 sur une réduction globale des émissions de 35% par rapport au niveau de 1990⁹.

Scénarios avec hydrogène

Dans le scénario « optimiste », l'hydrogène devient un vecteur énergétique majeur dans le secteur des transports routiers. Le soutien politique des programmes de recherche, développement et démonstration (RD&D) est fort au niveau européen, par la création d'une initiative technologique conjointe (*Joint Technology Initiative*) d'ici 2010 regroupant les acteurs industriels et de la recherche publique en Europe. Des progrès techniques importants permettent une diffusion rapide des technologies (moteurs thermiques et piles à combustible à hydrogène), qui entraînent des effets d'apprentissage et des réductions de coûts additionnelles. Les véhicules à hydrogène deviennent compétitifs entre 2020 et 2030. L'hydrogène est utilisé également pour la production décentralisée de chaleur et d'électricité en cogénération par une pile à combustible.

Dans le scénario « pessimiste », le soutien politique initial est moins fort, les hypothèses de baisse des coûts des technologies moins favorables et les effets d'apprentissage moins marqués. La

⁹ Pour tenir compte du contexte politique européen très volontariste en faveur d'une réduction beaucoup plus significative des émissions de gaz à effet de serre, le projet HyWays a réalisé une étude de sensibilité retenant une réduction de 80% des émissions de CO₂ équivalentes d'ici 2050.

compétitivité des technologies de l'hydrogène intervient plus tardivement. La diffusion est moins massive.

Ces scénarios de diffusion des technologies supposent, dans le secteur des transports, que les modes d'utilisation des véhicules restent comparables aux modes actuels (types de mobilité, d'utilisation...).

5.1.3 Hypothèses spécifiques pour la France

Dans HyWays, les évolutions du secteur de l'énergie sont simulées grâce au modèle MARKAL. En raison du manque de régionalisation du modèle, seuls les secteurs pertinents pour la consommation d'hydrogène peuvent être différenciés par Pays. Malgré les différences importantes pouvant exister entre les coûts de production d'électricité, les prix de l'électricité ne sont pas différenciés par Pays ou région (cf. § 5.3 ci-après pour la production d'hydrogène à partir d'un réacteur nucléaire dédié). A titre d'information, le coût marginal moyen de production d'électricité à l'échelle européenne calculé par le modèle MARKAL varie de 38€/MWh en 2000 à 126 €/MWh en 2050.

En complément des chaînes énergétiques pour la production et la distribution d'hydrogène (cf. chapitres 3 et 4 ci-avant) le GT HyFrance a élaboré des hypothèses spécifiques à la France pour les futures parts de marché de l'hydrogène dans le secteur des transports routiers et le secteur stationnaire (cogénération résidentielle, tertiaire et de la petite industrie).

Dans le secteur des transports, les taux de pénétration du parc de véhicules envisagés pour les véhicules à hydrogène (Tableau 5.1) sont identiques à ceux retenus par défaut dans le projet HyWays [1], sauf pour le scénario dit « pessimiste » dans lequel le GT HyFrance a souhaité maintenir des valeurs encore plus basses (2% en 2030 au lieu de 2,8% et 20% en 2050 au lieu de 36%) [2].

Ces valeurs très basses en France, comparés à celles des autres Pays, conduiraient cependant à sous-utiliser les infrastructures de l'hydrogène dans la période initiale où la demande d'hydrogène est croissante mais faible. La période d'introduction des technologies pourrait donc être plus critique en France dans un tel scénario où la compétitivité économique de ces technologies est pénalisée.

En % du parc de véhicules routiers*	2020	2030	2050
Scénario optimiste pour la diffusion des véhicules à hydrogène	1,2%	11,9%	69,4%
Scénario pessimiste pour la diffusion des véhicules à hydrogène	0,1%	2%	20%

* Hors véhicules lourds (camions et autocars), non retenus dans HyWays

Tableau 5.1 : Diffusion des technologies de l'hydrogène dans le secteur des transports (France)

Dans le secteur stationnaire, les taux de pénétration que le GT HyFrance avait adoptés [2] pour les systèmes à pile à combustible à hydrogène utilisés en cogénération (Tableau 5.2) sont supérieurs à ceux retenus par défaut dans HyWays (valeur maximum de 10% dans le scénario haut [1]), mais très inférieurs à ceux adoptés pour le secteur des transports (Tableau 5.1).

Le GT HyFrance a ainsi souhaité maintenir des valeurs relativement plus optimistes pour tenir compte du fait que :

- il était important de faire apparaître un écart significatif entre les scénarios haut et bas pour qu'ils gardent un caractère contrasté ;
- le secteur industriel, notamment la petite industrie, n'est pas pris en compte dans les estimations de parts de marché des applications stationnaires de la pile à combustible dans HyWays ;

- les hypothèses très favorables sur les coûts des piles à combustible retenues dans HyWays les rendent compétitives avec les moyens plus classiques de production de chaleur et d'électricité en cogénération (moteurs et turbines à gaz), avec de meilleures efficacités par unité de taille comparable, et peuvent justifier des hypothèses de part de marché plus élevées ;
- enfin, le scénario de contrainte sur le carbone retenu par HyWays (cf. § 5.1.2), relativement peu contraignant, ne sous-entend donc pas une forte réduction des besoins de chauffage qui aurait pu disqualifier les options techniques intensives en capital, telles que la pile à combustible, au profit du chauffage par radiateur électrique, dont le coût d'investissement est plus faible.

En % du parc d'équipements de chauffage dans les bâtiments résidentiels, tertiaires et de la petite industrie	2020	2030	2050
Scénario optimiste pour la diffusion des systèmes à hydrogène	0,2	3	26
Scénario pessimiste pour la diffusion des systèmes à hydrogène	0,1	0,5	5

Tableau 5.2 : Diffusion des technologies pour le chauffage dans les bâtiments résidentiels, tertiaires et de la petite industrie (France)

5.2 Principaux résultats des simulations de HyWays pour la France

5.2.1 Consommation d'hydrogène (usages transports/cogénération)

Dans les deux scénarios de diffusion envisagés, l'un optimiste (forte diffusion), l'autre pessimiste (faible diffusion) (Figure 5.2), les usages de l'hydrogène dans les transports sont majoritaires sur la période 2030-2050. On observe toutefois une augmentation régulière des usages stationnaires (cogénération) qui atteignent des parts de marché comparables à celles des usages dans les transports routiers en 2050 dans les deux scénarios. La consommation d'hydrogène atteint 1380 PJ en 2050 dans le scénario de forte diffusion (20% de la consommation finale énergétique française actuelle), contre 370 PJ dans le scénario de faible diffusion.

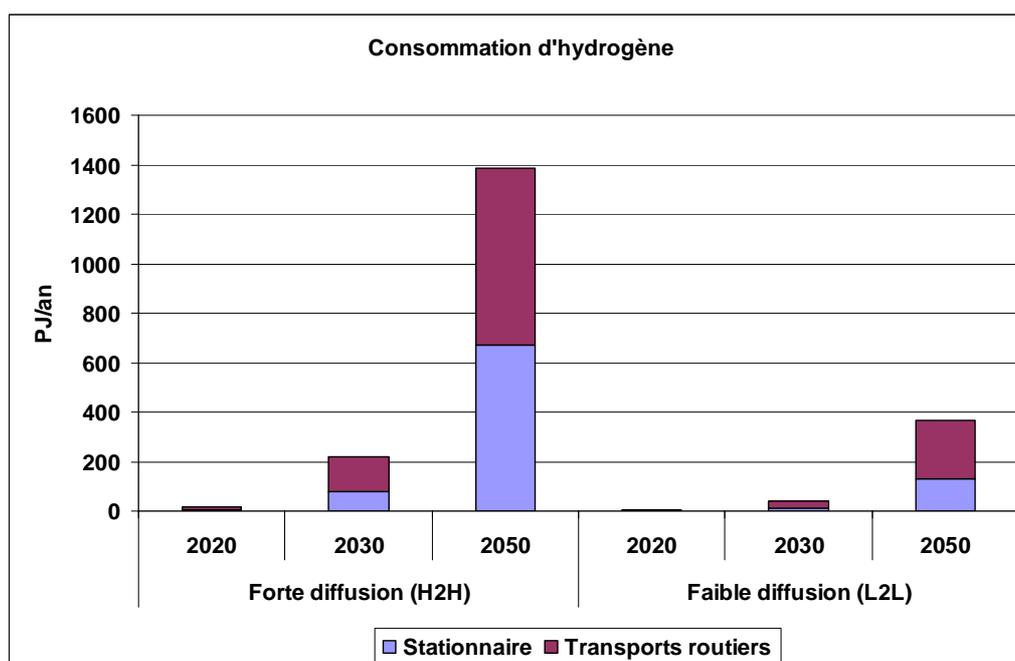


Figure 5.2 : Consommation d'hydrogène par usage

5.2.2 Production d'hydrogène

Le mix de production d'hydrogène est en partie façonné par les contraintes imposées (ou non) par chaque Pays partenaire du projet et censées refléter les préférences stratégiques de ce Pays pour telle ou telle option. En s'appuyant sur les chaînes retenues pour la France (chapitre 3, Figure 3.1) et la vision du développement de ces chaînes (chapitre 4), le Groupe HyFrance a ainsi choisi d'imposer des contraintes sur certaines chaînes, qu'il s'agisse de fixer des limites tenant compte des ressources renouvelables maximales mobilisables (§ 4.4), de la quantité maximale d'hydrogène co-produit mobilisable dans l'industrie (§ 4.2.2) ou des contributions attendues de certaines chaînes dans le mix de production d'hydrogène (§ 4.2.2 et 4.2.3) : voir Figure 5.3.

	2020	2030	2040	2050	
SMR / CCS / Mix GN-GH2	F < 5	F < 10	F < 5	F = 0	% (Fraction du mix)
EPR dédié + EHT	0 < F	10 < F	15 < F	20 < F	% (Fraction du mix)
Gazéification du bois	P < 16	P < 48	P < 73	P < 125	PJ (Production)
Eolien offshore / Mix électrique	P < 8	P < 25	P < 53	P < 109	PJ (Production)
Hydrogène co-produit	P < 4,3	P < 4,3	P < 4,3	P < 4,3	PJ (Production)

Figure 5.3 : Contraintes fixées aux chaînes de l'hydrogène françaises

Les résultats produits par les modèles de HyWays, qui optimisent sur le plan économique entre les différents moyens de production, de transport et de distribution d'hydrogène, diffèrent sensiblement de la vision intuitive des acteurs de chaque Pays, mais doivent tenir compte des contraintes exogènes imposées.

Les parts des différentes options de production d'hydrogène dépendent des scénarios de diffusion des technologies. Dans le scénario de faible diffusion (Figure 5.4), l'option « co-produit » couvre la totalité de la demande d'hydrogène en 2020 et procure encore en 2030 une partie non négligeable des besoins, alors que dans le scénario de forte diffusion (Figure 5.5), l'hydrogène coproduit ne contribue, en 2020, que de façon minoritaire à l'approvisionnement en hydrogène, principalement au profit de la gazéification de la biomasse.

En 2050, dans les deux scénarios, la demande d'hydrogène est satisfaite en grande majorité par reformage du gaz naturel (avec transport d'hydrogène par pipeline d'hydrogène gazeux), électrolyse de l'eau (nucléaire dédié) et gazéification de la biomasse.

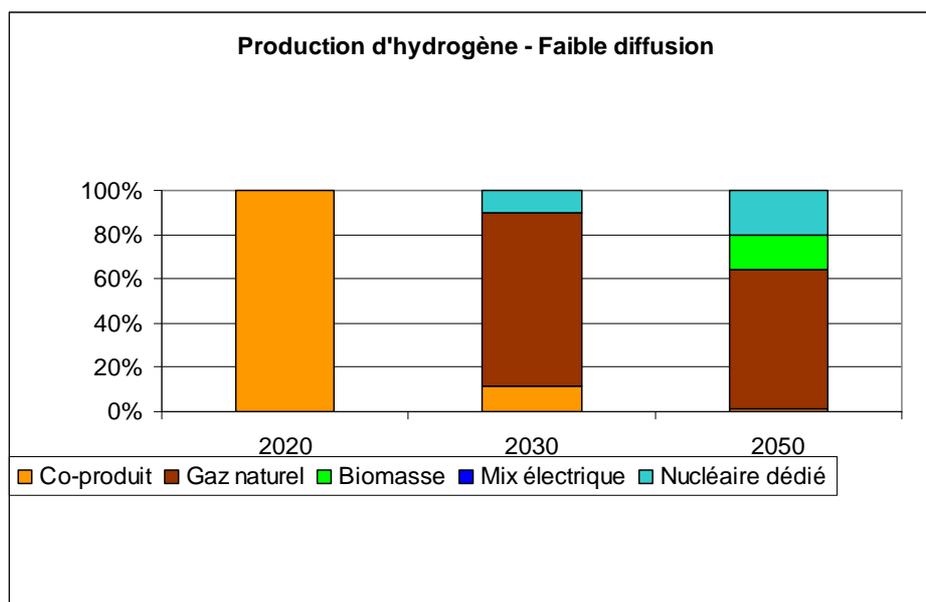


Figure 5.4 : Mix de production d'hydrogène (faible diffusion)

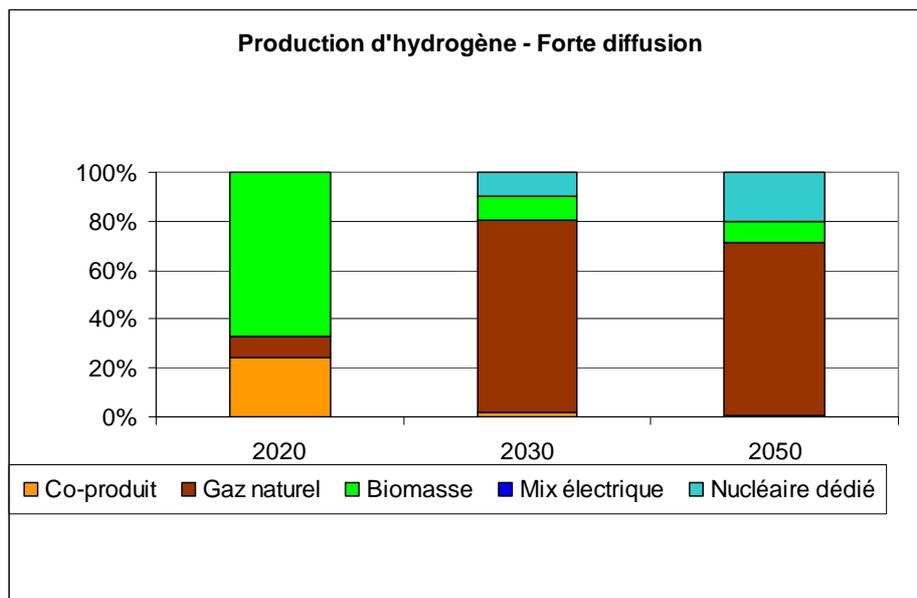


Figure 5.5 : Mix de production d'hydrogène (forte diffusion)

A cet horizon 2050, dans le scénario de forte diffusion, la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau nécessiterait ici la mobilisation de l'équivalent de 10 tranches EPR de 1600 MWe (26 PJ H₂ par tranche et par an), contre 3 seulement dans le scénario de faible diffusion.

5.2.3 Centres de consommation et développement de l'infrastructure hydrogène

Le projet HyWays estime que l'infrastructure de distribution d'hydrogène (stations-service pour véhicules, centres de distribution pour usages stationnaires) se développera en Europe selon trois phases successives :

- Une phase de démarrage (Phase I) initiée à court terme par quelques centres d'utilisation précurseurs (démonstrations à grande échelle) ;
- Une phase de début de commercialisation vers 2015 (Phase II) initiée par plusieurs régions pionnières dans chaque Pays (*Early user centres*) ; 10 000 véhicules à hydrogène circuleraient à cette date en Europe ;
- Une phase de commercialisation avancée (Phase III) caractérisée par l'extension des centres d'utilisation existants, l'apparition de nouveaux centres utilisateurs et le développement d'un vaste réseau de distribution d'hydrogène (via les routes, autoroutes...) jusqu'à 2030 ; dans cette phase, 500 000 véhicules à hydrogène circuleraient vers 2015-2020 en Europe (Phase III-1), 4 millions vers 2020-2030 (Phase III-2) et 16 millions vers 2025-2035 (Phase III-3), selon les scénarios de diffusion.

Pour construire la Phase II (*Early user centers*), chaque Pays partenaire du projet a sélectionné quelques régions déjà bien impliquées dans la thématique de l'hydrogène énergie, en s'appuyant sur une liste d'indicateurs quantitatifs (densité de population, nombre de véhicules par habitant...) et qualitatifs (volontarisme politique, existence de projets de démonstration ou d'infrastructures industrielles, expertise scientifique et technique...) : voir la Figure 5.6 ci-dessous.

Ce schéma initial de développement européen intègre des pôles ou régions prioritaires à fort potentiel de développement des usages de l'hydrogène et des corridors pour véhicules reliant ces zones entre elles. En France, la région parisienne (haut potentiel de R&D et industriel), la région de Grenoble (pôle de compétitivité Tenerrdis, projet HyChain, présence d'Air Liquide, du CEA) et l'axe Lyon-Grenoble, les régions Franche-Comté, Alsace, Lorraine (industrie automobile, projets communs avec l'Allemagne, laboratoire FC Lab de Belfort, pôle de compétitivité « véhicule du futur »), la région de

Marseille (pôle de compétitivité Capenergies, présence du CEA, d'Hélium...) et la région Nord-Pas de Calais (projets UltimCar et Althytude, connexions avec le Benelux) ont été considérés par le Groupe HyFrance comme des pôles de développement possibles pour une future économie de l'hydrogène.

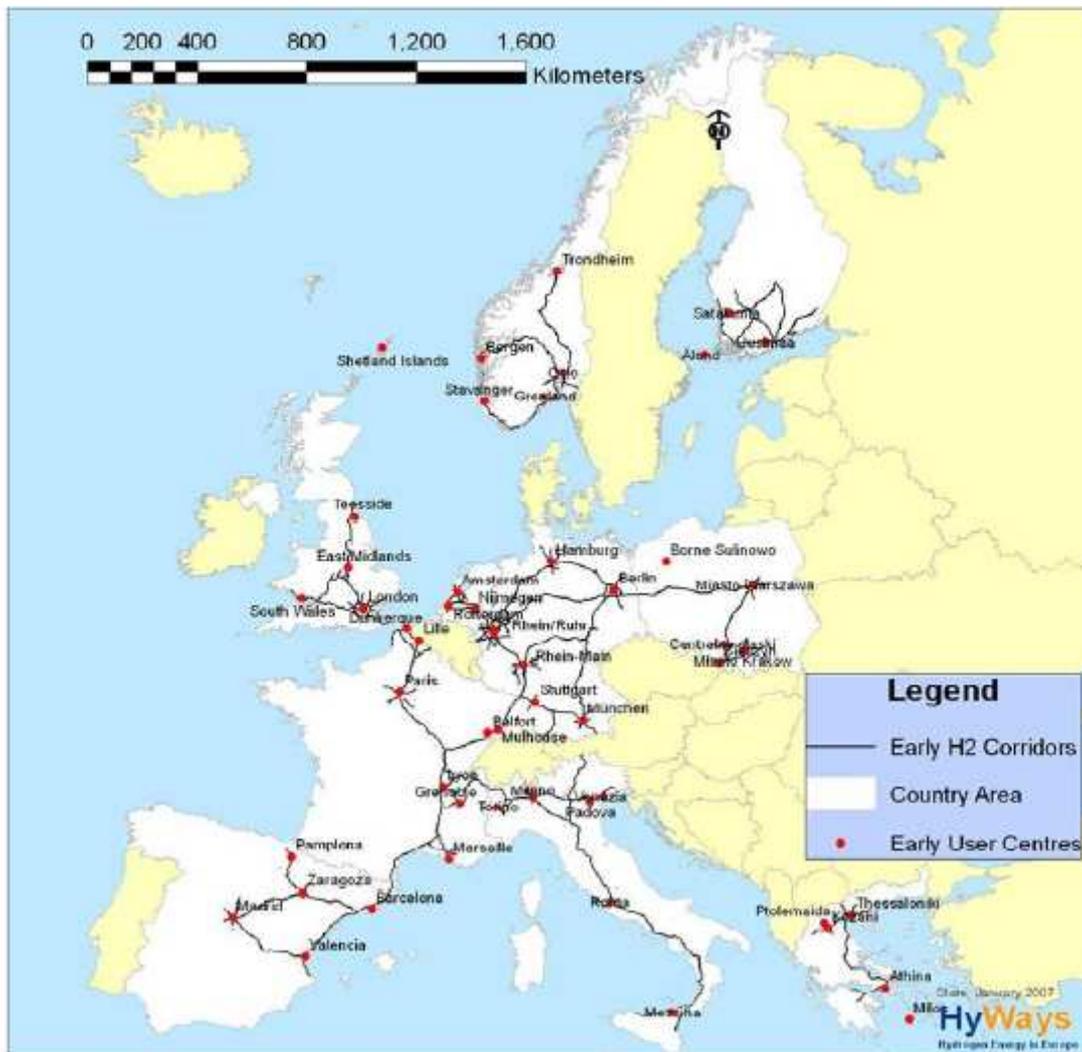


Figure 5.6 : Schéma initial de développement de l'infrastructure de distribution d'hydrogène en Europe (25 000 km de routes et autoroutes, dont 3 200 en France)

À la suite de cette première phase, le développement de l'infrastructure de distribution d'hydrogène suivra des voies et des rythmes différents selon que :

- le développement de la demande d'hydrogène¹⁰ est limité aux zones à forte concentration de population (*Concentrated users*) ou bien étendu aux zones à faible densité de demande (*Distributed users*) ;
- le développement du réseau de stations-service est massif et rapide sur le territoire (*Early network*) ou au contraire plus étalé dans le temps (*Late network*).

Dans les deux scénarios de demande (distribuée et concentrée), le nombre total de véhicules consommant de l'hydrogène est le même mais la répartition varie : soit les véhicules se trouvent dans les grandes villes et peu dans les villes moyennes ou les campagnes (demande concentrée), soit une

¹⁰ La distribution locale d'hydrogène pour les usages stationnaires est supposée couplée à la distribution locale d'hydrogène pour les transports routiers.

proportion importante des véhicules à hydrogène est située en dehors des principaux centres urbains (demande distribuée).

La Figure 5.7 ci-dessous présente deux scénarios possibles pour la France dans la Phase III-1 (2015-2020) : une demande distribuée et un développement rapide sur le territoire ou bien une demande concentrée et un développement tardif. Un plus grand nombre de stations-service est nécessaire dans le scénario distribué (920 contre 460), ce qui permet d'alimenter 75% de la population française, alors que seulement 45% de la population a accès à une infrastructure de distribution d'hydrogène dans le scénario de demande concentrée. Par contre, le taux d'utilisation des capacités installées est moins élevé dans le premier cas. Le projet HyWays estime cependant que le premier scénario de pénétration des technologies (ici 75% de la population servie, développement rapide) est plus pertinent sur le plan industriel.

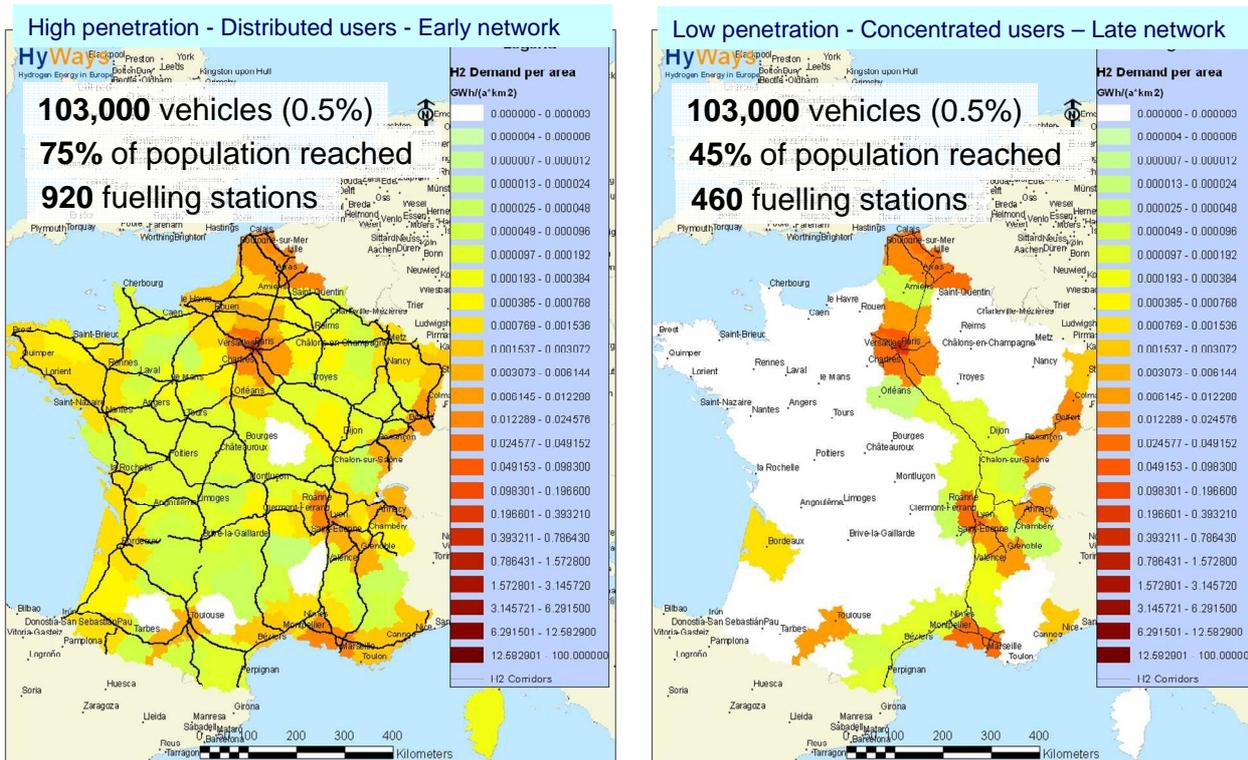


Figure 5.7 : Développement de l'infrastructure de distribution d'hydrogène pour les transports routiers (vers 2015-2020, demande concentrée ou distribuée)

Par ailleurs, même si des résultats spécifiques ne sont pas disponibles pour la France, on peut observer l'évolution du volume d'investissements cumulés pour les 10 Pays partenaires de HyWays, ainsi que l'évolution des coûts moyens de l'hydrogène (Figure 5.8). On observe ainsi que la distribution occupe une place prépondérante dans les investissements réalisés en période initiale, la part des investissements de production augmentant régulièrement à mesure que la demande d'hydrogène s'accroît.

De plus, les coûts de l'hydrogène sont très élevés en période initiale, en raison de l'effort massif d'investissement (stations-service) rapporté au faible nombre de consommateurs, mais baissent rapidement pour évoluer entre 100 et 150 €/MWh (28 à 42 €/GJ, ou 3,3 à 5 €/kg) lorsque la demande s'accroît.

Compte tenu de la part importante de la distribution dans la structure du coût de l'hydrogène, le scénario « distribué » conduirait, en période initiale, à des coûts plus élevés que le scénario « concentré », en raison du plus grand nombre de stations-service.

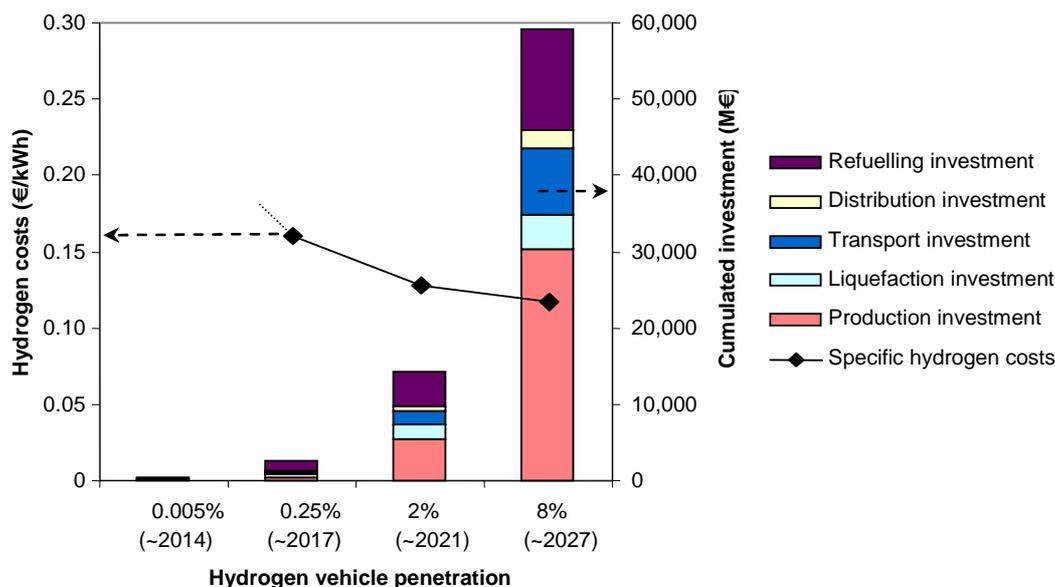


Figure 5.8 : Investissements cumulés dans l'infrastructure d'hydrogène (10 Pays)

5.2.4 Impacts sur l'économie, la croissance et l'emploi

Les résultats d'HyWays montrent que le développement des usages de l'hydrogène dans les transports routiers pourrait procurer des avantages significatifs par rapport à un scénario de référence fondé sur la seule utilisation des véhicules conventionnels consommant des carburants fossiles. Les résultats consolidés à l'échelle de 10 Pays montrent que :

- les coûts de production de l'hydrogène ne constituent pas une réelle barrière à la diffusion tant que les prix du pétrole restent au dessus de 50 € par baril ;
- toutes choses étant égales par ailleurs, l'introduction d'une taxe sur les émissions de CO₂ améliorerait la compétitivité économique des véhicules à hydrogène par rapport aux véhicules conventionnels ;
- le paramètre de loin le plus influent sur la compétitivité des véhicules à hydrogène est le coût du système de motorisation ; dans l'hypothèse d'un apprentissage technologique trop modéré, la baisse des coûts de production des piles à combustible ne serait pas suffisante pour que les véhicules à hydrogène deviennent rentables.

Selon HyWays, si la France atteint les mêmes niveaux d'importation et d'exportation des technologies de l'hydrogène que ceux des technologies automobiles conventionnelles, des gains en termes d'emploi et de PIB sont possibles mais faibles, à condition de maintenir le même niveau de compétitivité sur les marchés mondiaux. Le remplacement des véhicules conventionnels par des véhicules à pile à combustible induit en effet des changements structurels majeurs dans l'industrie automobile, avec un niveau moins élevé de standardisation en période initiale.

Même si dans ce scénario conservatif la croissance du PIB reste faible, l'économie de l'hydrogène devrait jouer un rôle de stabilisation économique précieux dans un secteur des transports qui sera très vulnérable aux futurs chocs de prix du baril de pétrole.

En tant que Pays de constructeurs automobiles, la France est cependant placée face à un dilemme : dans un scénario pessimiste, les pertes de PIB et d'emplois pourraient être élevées à cause d'une entrée tardive sur le marché des véhicules à hydrogène (mais le choix de la technologie de motorisation est également risqué : cf. § 4.2.2), alors qu'il y a un risque potentiel élevé de perdre plusieurs milliards d'euros dans des investissements prématurés de développement de l'infrastructure d'hydrogène (§ 5.1.3).

5.2.5 Impacts sur l'environnement

Le développement des usages de l'hydrogène dans les transports routiers a un impact majeur sur les consommations de carburants fossiles et sur les émissions de gaz à effet de serre et de polluants, notamment dans le cas du scénario de forte diffusion des technologies. Rappelons que le taux de pénétration des véhicules à hydrogène est estimé à 20% du parc en 2050 dans le scénario de faible diffusion, et proche de 70% dans le scénario de forte diffusion, ce qui suppose que les ventes de véhicules à hydrogène représentent dès 2030 une part très significative des ventes totales de véhicules neufs.

Dans le scénario de référence (sans hydrogène), la consommation totale de carburants pour l'ensemble des véhicules (voitures particulières, bus urbains, 2-roues, utilitaires légers) augmente jusqu'à 32 Mtep en 2010 puis se stabilise autour de cette valeur jusqu'en 2030 avant de décroître légèrement (Figure 5.9). Ce scénario de référence, tiré du scénario européen « *Energy Trends to 2030* » daté de 2003 (§ 5.1.1), retient une augmentation de la consommation de carburants de 23% entre 2000 et 2030, avec une consommation inférieure de 20% à celle du scénario européen pour les voitures particulières en 2030. Les engagements volontaires des constructeurs automobiles de réduire les consommations de carburants s'appliquent également, de même que les nouvelles normes sur les émissions de polluants (Euro IV, V et VI) et les taux d'incorporation minimaux de biocarburants (10% en 2020).

Le développement des véhicules à hydrogène, associé à l'utilisation des piles à combustible, induit une réduction de la consommation totale de carburant (hydrogène inclus) en 2050 par rapport au scénario de référence de l'ordre de 5% dans le scénario de faible diffusion, mais proche de 12% pour le scénario de forte diffusion. On notera que ces valeurs ne concernent ici que la consommation finale de carburant et qu'elles n'intègrent donc pas les consommations d'énergie en amont de la chaîne.

En 2050, dans le scénario de forte diffusion des technologies de l'hydrogène, les consommations de carburants fossiles (essence et gazole) ne représentent plus que 13,4 Mtep, soit un peu moins de la moitié de la consommation de carburants fossiles du scénario de référence (28,2 Mtep).

Le développement de l'hydrogène dans les transports routiers se traduit également par une réduction significative des émissions de CO₂ par rapport au scénario de référence, évaluées ici pour l'ensemble de la chaîne énergétique (Figure 5.10). Le scénario à forte diffusion des technologies de l'hydrogène entraîne une réduction de plus de 50% des émissions de CO₂ en 2050, alors que l'impact est moins marqué mais néanmoins réel pour le scénario de faible diffusion (réduction de 20%).

Par ailleurs, la diffusion des technologies de l'hydrogène dans les transports routiers réduit également fortement les émissions de polluants locaux qui peuvent disparaître presque totalement en 2050 : réduction de 36 à 90% pour le monoxyde de carbone, les oxydes d'azote et les particules selon le scénario de diffusion, par rapport au scénario de référence qui prévoit déjà une forte réduction des émissions de polluants locaux liée à la généralisation des dispositifs anti-pollution (futurs normes Euro V et VI).

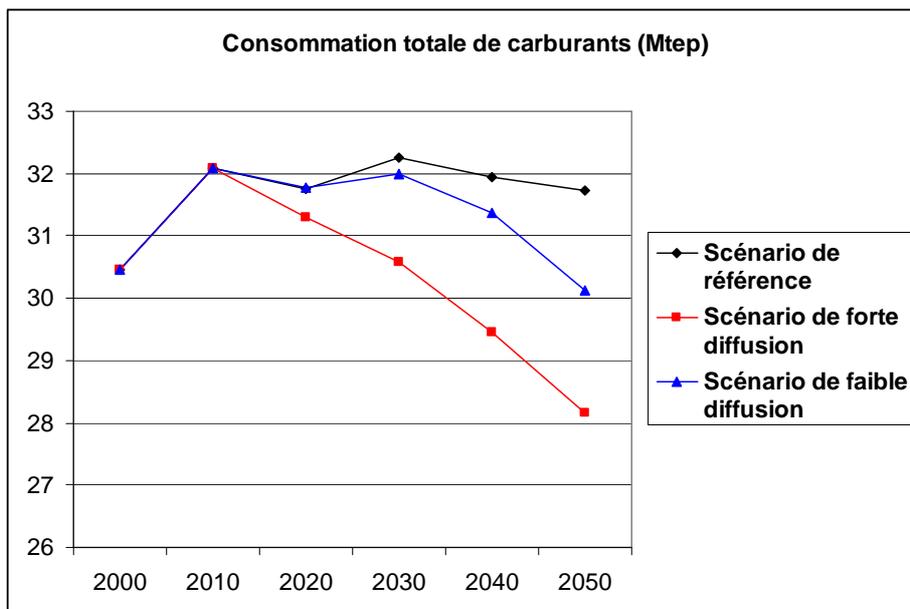


Figure 5.9 : Consommation totale de carburants dans le secteur des transports

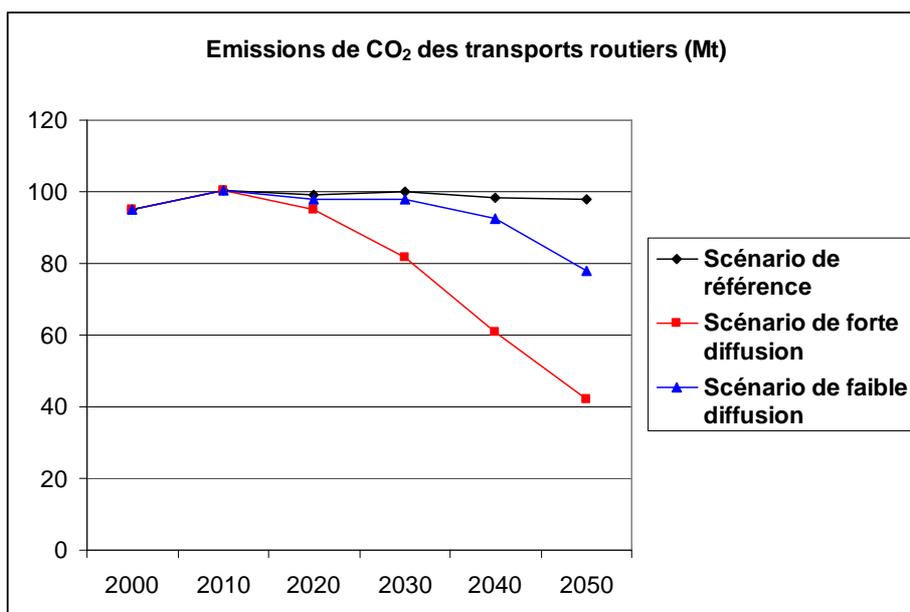


Figure 5.10 : Emissions de CO₂ dans les transports routiers

5.3 Commentaires et analyse

5.3.1 *Moyens de production et influence des contraintes imposées au modèle sur les résultats de HyWays*

L'ambition du projet HyWays est de construire une feuille de route pour le développement d'une économie de l'hydrogène en Europe d'ici 2020-2050. Les modèles technico-économiques n'apportent ici qu'une aide à l'élaboration de la feuille de route mais doivent être paramétrés et ajustés de façon à intégrer des contraintes ou des circonstances spécifiques que reflètent difficilement les modèles technico-économiques classiques. Les bornes (*Bounds*) introduites par les groupes nationaux sur les

chaînes de production et de distribution d'hydrogène (cf. § 5.2.2) ou les parts de marché des véhicules à hydrogène (cf. § 5.1.3), par exemple, sont destinées à refléter ces caractéristiques nationales et aider à identifier des trajectoires de diffusion de l'hydrogène plus pertinentes.

De ce fait, les résultats présentés dans ce chapitre doivent être considérés comme le reflet des préférences des groupes nationaux tout autant sinon plus qu'une trajectoire optimale définie par les modèles. Ceci peut sembler évident pour l'équipe HyWays et pour les experts ayant participé aux groupes nationaux mais pas nécessairement pour les personnes extérieures au projet. Pour cette raison les résultats de HyWays devraient être systématiquement présentés en mentionnant les contraintes nationales imposées au modèle. De même, toute comparaison entre les Pays devrait être menée avec précaution du fait de l'influence des contraintes nationales sur les résultats.

5.3.2 Prix de l'électricité et électrolyse

Dans le présent exercice de modélisation, la régionalisation du modèle MARKAL n'est pas suffisamment poussée pour permettre une différenciation des systèmes électriques nationaux. Considérer un marché électrique unique à l'échelle européenne peut sembler cohérent avec le train de réforme en cours au sein de l'Union Européenne. Il est en effet maintenant possible pour tous les consommateurs d'électricité de s'approvisionner auprès du producteur de leur choix sans considération de localisation géographique ou nationale. Cette indifférenciation des systèmes électriques nationaux constitue toutefois un inconvénient pour les acteurs français qui souhaiteraient pouvoir tirer parti de la disponibilité d'électricité nucléaire à bas coût de production.

Pour cette raison, les acteurs français regroupés dans HyFrance ont souhaité imposer une contribution minimale pour la production d'hydrogène par électrolyse associée à un réacteur nucléaire dédié, considérant que cette option pourrait jouer un rôle important en France dans l'émergence d'une économie de l'hydrogène.

La question qui se pose alors est celle de la faisabilité d'une telle option dans le cadre d'un secteur électrique libéralisé et concurrentiel. Quelle forme contractuelle autoriserait un producteur d'hydrogène à bénéficier des faibles coûts de production associés aux réacteurs nucléaires ? Au cours des réunions du GT HyFrance, la question a été posée à plusieurs reprises de la possibilité pour les producteurs d'hydrogène de négocier des contrats d'approvisionnement sur le long terme (10 ans, 15 ans) à des prix proches des coûts de production nucléaire et inférieurs aux prix de marché. Ce type de contrat de long terme ne serait a priori pas conforme à la philosophie de libéralisation des industries de réseau prônée par la Commission Européenne.

L'accord signé récemment avec EDF par le consortium d'industriels Exeltium pour l'approvisionnement en électricité sur le long terme à des prix inférieurs aux prix de marché pourrait inciter les industriels à l'optimisme à condition qu'il soit validé par la Direction de la Concurrence de la Commission. Cette question est en tout état de cause une question centrale dans la perspective du développement d'une économie de l'hydrogène en France.

5.3.3 Diffusion des usages de l'hydrogène : les hypothèses implicites du scénario haut

Dans le scénario de forte diffusion, les véhicules à hydrogène représentent 12% du parc global en 2030 et 70% en 2050. De tels niveaux de diffusion supposent que les véhicules à hydrogène occupent dès 2030 des parts de marché (% des ventes de véhicules neufs) significatives et présentent donc une certaine compétitivité face aux véhicules conventionnels.

Pour atteindre cette compétitivité les véhicules à hydrogène doivent bénéficier de progrès techniques très importants, notamment la réduction des coûts des piles à combustible de près de deux ordres de grandeur. Sans hypothèse très optimiste sur le rythme d'apprentissage technologique, les piles à combustible ne seraient pas compétitives dès 2030 et ne pourraient pas conquérir des parts de marché significatives.

On notera que le scénario de forte diffusion de l'hydrogène suppose que les véhicules à hydrogène n'auront pas de concurrents directs et s'imposeront donc facilement au détriment des véhicules conventionnels utilisant des énergies fossiles. Implicitement ce scénario suppose qu'aucun progrès significatif ne sera enregistré dans le domaine du stockage mobile de l'électricité et que les véhicules électriques ou hybrides rechargeables ne seront pas en mesure de concurrencer suffisamment les véhicules utilisant des piles à combustible à hydrogène.

5.3.4 Développement des infrastructures

L'exercice HyWays sur le développement des infrastructures conclut qu'il est essentiel qu'une partie importante de la population soit desservie rapidement pour que les scénarios envisagés soient crédibles sur le plan industriel (cf. § 5.2.3). Limiter durablement le développement des infrastructures à quelques pôles de consommation présente un intérêt limité au plan industriel. Au contraire, il importe de tenter de généraliser rapidement l'utilisation de l'hydrogène pour amortir les coûts fixes sur un plus grand nombre d'utilisateurs. Un développement significatif des infrastructures de distribution renforcerait par ailleurs l'attractivité des applications de l'hydrogène (externalités de réseau).

Mais inversement, une stratégie d'extension massive et rapide des réseaux de distribution d'hydrogène (stations-service, centres de distribution et mini-réseaux locaux), ainsi que de développement des capacités de production (centralisée, décentralisée) et de transport d'hydrogène, nécessite des investissements très importants qui induisent une forte augmentation des coûts unitaires de l'hydrogène en raison de la sous-utilisation initiale des capacités installées. Il peut alors être préférable de limiter le développement des capacités à quelques zones à fort potentiel de développement dans lesquelles le risque de sous-utilisation des capacités est moindre.

Si le risque de sous-utilisation des capacités est particulièrement élevé en France, comme dans les autres pays à faible densité de population hors des grands centres urbains, cette question du développement optimal des infrastructures est centrale. Pour mieux éclairer les choix possibles, l'exercice HyWays devrait détailler les résultats présentés en termes de coûts et avantages associés à chaque option (généralisation des infrastructures ou focalisation sur la demande concentrée, développement rapide ou étalé dans le temps des infrastructures).

En fonction des éléments actuellement disponibles, l'option de développement extensif des infrastructures qui induit des coûts initiaux importants de distribution avec des taux d'utilisation des infrastructures limités semble un non sens économique.

5.3.5 Transparence des hypothèses et analyse des résultats

Parmi les résultats présentés par l'équipe HyWays, certains sont facilement accessibles mais d'autres beaucoup moins. Par exemple, certains éléments d'analyse ayant permis d'aboutir à des conclusions sur les impacts économiques liés au développement de l'hydrogène devraient être clarifiés. Ainsi, certaines conclusions nécessiteraient d'être mieux étayées pour être totalement convaincantes : « La France devrait atteindre le même niveau de compétitivité sur les technologies de l'hydrogène que sur les technologies conventionnelles (secteur des transports) pour enregistrer une croissance du PIB et des créations d'emploi ». « En comparaison avec ses concurrents directs, le potentiel de marché de la production de cœurs de pile à combustible est limité en France ».

D'autres analyses devraient être approfondies pour être réellement utiles à la décision publique. Par exemple, si on comprend bien qu'il existe un risque économique à investir de façon prématurée dans une infrastructure de distribution d'hydrogène et dans la production de voitures à hydrogène, existe-t-il réellement un risque symétrique associé à une entrée trop tardive sur le marché pour les constructeurs d'automobiles ? Si au contraire les constructeurs peuvent par l'achat de licences ou le transfert de technologies (mais probablement au prix fort) rattraper un éventuel retard, il paraît aléatoire et imprudent de s'engager parmi les premiers dans le développement des véhicules à hydrogène.

Enfin, et de façon plus générale, certaines des hypothèses utilisées dans la modélisation de HyWays sont longtemps restées obscures pour le Groupe HyFrance alors qu'elles étaient essentielles à la compréhension des résultats. Le Groupe s'est ainsi longtemps interrogé sur le partage entre électricité de réseau et production éolienne pour l'alimentation de l'électrolyseur local ou, plus généralement, sur les paramètres utilisés par HyWays pour caractériser le mix de production électrique français. Quelques réponses ont été apportées à ces questions mais sont intervenues un peu tard pour être pleinement efficaces dans la réflexion engagée au sein du Groupe.

6 CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Les grands pays industrialisés ont pris conscience des avantages des technologies de l'hydrogène pour assurer leur compétitivité économique et industrielle future. Des stratégies volontaristes de mise en place d'une filière hydrogène se dessinent dans ces pays où d'importants programmes nationaux de RD&D (recherche, développement et démonstration) sont engagés (Etats-Unis, Japon, Canada, Allemagne, Chine...).

Pour sa part, l'Europe a engagé une démarche coordonnée sur ce thème avec la création de la Plateforme technologique sur l'hydrogène et les piles à combustible (HFP) en 2004, qui rassemble les acteurs clés européens du domaine, publics et privés. En parallèle, le 6^{ème} programme cadre de l'Union Européenne (PCRD) (2002-2006) a fait émerger des projets ambitieux, mais l'effort annuel de R&D (recherche et développement) européen reste dispersé par rapport à celui engagé aux Etats-Unis et au Japon et souffre d'un manque de coordination des programmes nationaux.

Le 7^{ème} PCRD (2007-2013) vient de démarrer avec la perspective de lancer une initiative technologique conjointe (*Joint Technology Initiative - JTI*) de grande envergure sur l'hydrogène et les piles à combustible, qui s'appuierait sur le programme opérationnel mis au point par les acteurs de la plateforme européenne HFP (www.hfpeurope.org), en combinant des financements européens, nationaux et privés à hauteur de 7,4 G€ sur la période 2007-2015.

Dans ce contexte, le projet du 6^{ème} PCRD HyWays (avril 2004-juin 2007) vient de développer une feuille de route technico-économique européenne de l'hydrogène énergétique, qui s'appuie sur des scénarios d'introduction des technologies de l'hydrogène dans les secteurs des transports (routiers) et des bâtiments (cogénération) d'ici à 2020-2050 en Europe. Il a évalué les impacts de ces technologies sur le système énergétique, l'environnement et l'économie, à partir des spécificités de dix Pays (Allemagne, France, Grèce, Italie, Norvège, Pays-Bas, puis Espagne, Finlande, Pologne et Royaume-Uni).

Le Groupe HyFrance a été constitué en France pour accompagner le projet HyWays et intégrer les différentes opinions des principaux acteurs de l'industrie et de la recherche publique¹¹ concernés par la R&D sur l'hydrogène et les piles à combustible. Les travaux du Groupe de travail (GT) HyFrance présentés dans ce rapport ont été soutenus par le Ministère de la Recherche, puis par l'ADEME. Ils ont permis de fournir les données françaises nécessaires aux modèles de HyWays et d'exploiter les résultats obtenus pour la France.

Deux impacts importants de ces travaux sont la production d'un état des lieux de l'hydrogène énergétique en France, dans le cadre européen harmonisé de HyWays, et l'émergence d'une expertise technico-économique collective nationale sur ce thème, reconnue au plan européen.

Le GT HyFrance a tout d'abord préparé et fourni un ensemble de données représentatives de la situation française. Une stratégie nationale de production d'hydrogène à émissions réduites de CO₂ a été proposée, incluant la promotion de l'électrolyse de l'eau dont l'importance stratégique est primordiale en France, la valorisation des potentiels élevés d'énergies renouvelables, en priorité via la gazéification de la biomasse sèche et l'électrolyse de l'eau utilisant de l'électricité éolienne, et le reformage centralisé du gaz naturel dès lors que le captage et le stockage du CO₂ sont réalisables à l'échelle industrielle.

¹¹ Composition du Groupe HyFrance : 6 industriels (Air Liquide, EDF R&D, Gaz de France, PSA, Renault, Total), 5 organismes publics (ADEME, BRGM, CEA, CNRS, IFP), 2 associations (AFH2, ALPHEA Hydrogène) et 2 Ministères (Recherche et Industrie).

Un ensemble de chaînes de l'hydrogène a été proposé pour la France, de la source d'énergie primaire nécessaire pour produire l'hydrogène à l'utilisation de l'hydrogène dans les applications visées, ainsi qu'une vision du développement de ces chaînes à l'horizon 2020-2050.

L'examen des performances technico-économiques potentielles de ces chaînes énergétiques a fait apparaître, à l'horizon 2030 représentatif des options technologiques disponibles pour la France, que :

- la chaîne valorisant le bois et les déchets de bois (*Biomass-To-Hydrogen* ou *BTH*) semble prometteuse, selon les hypothèses volontaristes retenues dans le projet, même si les ressources de biomasse mobilisables restent limitées ;
- les chaînes de reformage du gaz naturel restent parmi les plus compétitives, mais sont très sensibles au prix du gaz naturel ; l'option du transport d'hydrogène en mélange dans le gaz naturel et de son extraction du mélange au point d'utilisation pourrait offrir une fenêtre de compétitivité économique dans la période intermédiaire 2020-2030 ; mais la faisabilité industrielle du captage et du stockage du CO₂ reste dans tous les cas à démontrer.
- les chaînes d'électrolyse utilisant uniquement le mix électrique français sont encore plus sensibles aux prix de l'électricité et leur compétitivité économique reste incertaine dans un contexte de libéralisation des prix ;
- la compétitivité économique de la chaîne « éolien offshore » est, pour cette même raison, également incertaine, l'électrolyseur étant alimenté en partie par de l'électricité issue du mix électrique ; une solution efficace et économique de stockage massif d'hydrogène pourrait permettre d'assurer la gestion de l'intermittence, ce qui nécessite d'intenses efforts de R&D ;
- la chaîne d'électrolyse à haute température figure parmi les chaînes les plus compétitives ; elle utilise un réacteur nucléaire au moins en partie dédié et profite des coûts de production d'électricité inférieurs aux prix de marché ; mais sa faisabilité économique et industrielle n'est pas démontrée (en incluant le stockage massif d'hydrogène) et elle doit s'inscrire dans une logique de développement nucléaire durable, c'est-à-dire au-delà des réacteurs EPR actuellement envisagés (réacteurs de 4^{ème} génération).

Les modèles de calcul de HyWays ont ensuite évalué les impacts de ces chaînes sur le système énergétique, l'économie et l'environnement en France. Le mix de production d'hydrogène calculé par le modèle MARKAL, sur un critère d'optimisation purement économique, a été façonné par des contraintes imposées par les Pays partenaires, afin de refléter certaines préférences stratégiques. Le GT HyFrance a choisi notamment d'imposer des contraintes de ressources renouvelables maximales mobilisables (biomasse, éolien) et une contrainte de part de marché minimale de la chaîne d'électrolyse à haute température (10% en 2030, 20% en 2050).

Le GT HyFrance a également retenu, en s'inspirant des choix par défaut de HyWays, deux scénarios de diffusion des technologies de l'hydrogène dans les secteurs des transports routiers et de la cogénération, l'un optimiste (forte diffusion), l'autre pessimiste (faible diffusion), selon les niveaux de soutien politique et de progrès technologique.

L'analyse des résultats des modèles de HyWays pour la France a montré que :

- la consommation d'hydrogène dans les deux secteurs concernés pourrait atteindre 1380 PJ en 2050 dans le scénario de forte diffusion contre 370 PJ dans le scénario de faible diffusion, l'hydrogène étant produit majoritairement, à cet horizon, par reformage du gaz naturel, électrolyse de l'eau (nucléaire dédié) et gazéification de la biomasse ;
- une infrastructure de distribution d'hydrogène (stations-service pour véhicules, centres de distribution pour usages stationnaires) se déploierait sur le territoire national selon une répartition de la demande et un rythme de développement dépendant du scénario retenu, le scénario de demande distribuée (plus grande proportion de la population atteinte) et de développement rapide étant jugé plus pertinent sur le plan industriel ;
- si la France atteint les mêmes niveaux d'importation et d'exportation des technologies de l'hydrogène que ceux des technologies automobiles conventionnelles, des gains en termes

d'emploi et de PIB sont possibles mais faibles, à condition de maintenir le même niveau de compétitivité sur les marchés mondiaux ;

- dans le scénario de forte diffusion des technologies de l'hydrogène, les consommations finales de carburants fossiles (essence et gazole) ne représenteraient plus que 13,4 Mtep en 2050, soit environ 50% de la consommation de carburants fossiles du scénario de référence (sans hydrogène) au même horizon ;
- en conséquence, le déploiement des technologies de l'hydrogène dans les transports routiers se traduirait par une réduction des émissions de CO₂ de 20% à plus de 50% en 2050 sur l'ensemble de la chaîne énergétique, selon le scénario de diffusion, par rapport au scénario de référence qui prévoit déjà des contraintes réglementaires sur les émissions de CO₂ (engagements volontaires des constructeurs automobiles) ;
- une forte réduction des émissions de polluants locaux (monoxyde de carbone, oxydes d'azote et particules) serait également observée, de 36 à 90% selon le scénario de diffusion, par rapport au scénario de référence qui prévoit aussi une forte réduction des émissions de polluants locaux (futurs normes Euro V et VI).

Des commentaires ont enfin été ajoutés pour apporter une analyse critique de certains résultats de HyWays, à propos notamment :

- de l'influence des contraintes imposées au modèle MARKAL sur les résultats de HyWays ;
- de la faisabilité économique et industrielle d'une option d'électrolyse associée à un réacteur nucléaire dédié, dans le cadre d'un secteur électrique libéralisé et concurrentiel ;
- de la validité de l'hypothèse implicite selon laquelle, dans le scénario de forte diffusion, aucun progrès significatif ne sera enregistré dans le domaine des batteries et des véhicules électriques ou hybrides rechargeables, ces options pouvant constituer une alternative à la pile à combustible à hydrogène, avec globalement les mêmes avantages pour l'environnement et l'indépendance énergétique (sous réserve d'investissements d'infrastructure électrique suffisants) ;
- du risque économique d'investissement prématuré dans une infrastructure de l'hydrogène qui serait sous-utilisée, alors que ce risque est particulièrement élevé en France, comme dans les autres pays à faible densité de population en dehors des grands centres urbains, a fortiori si on suit les recommandations de HyWays qui préconise un développement rapide et extensif de l'infrastructure ;
- du risque symétrique d'une entrée trop tardive des constructeurs d'automobiles sur le marché, sachant qu'ils seraient probablement contraints, par l'achat de licences ou le transfert de technologies au prix fort, de rattraper un éventuel retard.

Sur la base de ces constatations, il apparaît donc que des études complémentaires approfondies sont nécessaires pour encore mieux comprendre les chemins possibles vers une économie fondée sur l'hydrogène et la pile à combustible à grande échelle en France et en Europe.

Dans un contexte européen et international très volontariste en faveur de la RD&D sur les technologies de l'hydrogène, le maintien durable de l'expertise collective nationale de HyFrance est tout naturellement souhaitable, dans le cadre d'une future structure de coordination nationale dont la création s'impose maintenant, avec le soutien des ministères concernés.

7 REFERENCES

- [1] Livrable principal du projet HyWays (à paraître) : « *The HyWays Road Map* » (environ 40 pages).
- [2] Résultats intermédiaires de HyFrance disponibles :
- Comptes rendus des réunions plénières de HyFrance des 19 mai 2004, 18 octobre 2004, 30 novembre 2004 (workshop HyWays-HyFrance), 12 avril 2005 (workshop HyWays-HyFrance), 26 septembre 2005 (workshop HyWays-HyFrance), 30 juin 2006 (workshop HyWays-HyFrance), 15 janvier 2007 (Workshop HyWays-HyFrance) et le 24 septembre 2007 ;
 - Rapport final HyFrance1 (février 2006) ; comptes rendus des réunions techniques de HyFrance1 des 23 avril 2004 (liste des chaînes énergétiques françaises), 25 juin 2004 (potentiels d'énergies renouvelables et de stockage géologique du CO₂), 3 septembre 2004 (stratégie de développement des chaînes françaises), 8 novembre 2004 (réunion des modélisateurs français sur les taux de pénétration des technologies de l'hydrogène) et 18 février 2005 (infrastructures pour les transports) ;
 - Rapport du GT1 de HyFrance2 (consolidation des chaînes françaises construites pour HyWays en incluant les chaînes issues des GT2 et 3) ; comptes rendus des réunions techniques du GT1 des 20 mars et 2 mai 2006 ;
 - Rapport du GT2 de HyFrance2 (choix du procédé de production massive d'hydrogène à moyen-long terme : l'électrolyse à haute température) ; comptes rendus des réunions techniques du GT2 des 9 mars et 21 avril 2006 ;
 - Rapport du GT3 de HyFrance2 (utilisation des réseaux de gaz naturel pour le transport d'un mélange de gaz naturel et d'hydrogène puis extraction de l'hydrogène gazeux du mélange au point d'utilisation) ; comptes rendus des réunions techniques du GT3 des 13 octobre et 8 novembre 2005, 23 février et 3 mai 2006.
- [3] Bertrand Bello, Michel Junker, "Codes, standards, and regulations for hydrogen and fuel cell systems in Europe: Different approaches between France and Germany", 15th World Hydrogen Energy Conference (Yokohama), June 2004 (power-point presentation).
- Michel Junker, "Hydrogène et piles à combustible, réglementation : cas de la France et de l'Allemagne", journée sécurité hydrogène, INERIS, 7 octobre 2003.
- [4] Samira Chelhaoui, Claire Joly et Lionel Perrette (INERIS), Michel Junker (ALPHEA HYDROGENE), Christian Tombini (CEA), "SEREPAC : Bilan et perspectives sur la Sécurité, la REglementatoir et la normalisation des systèmes Piles A Combustible", décembre 2002.
- [5] www.legifrance.gouv.fr, "Circulaire du 24 mai 1976 relative aux dépôts d'hydrogène liquide".
- [6] Notes de travail utilisées pour le rapport HyFrance1 (Février 2006) :
- « Evaluation du potentiel éolien », ADEME, 30 juin 2004, pour le Groupe HyFrance ;
 - « Evaluation du potentiel de biomasse », ADEME, 30 juin 2004, pour le Groupe HyFrance ;
 - « Apport de la géothermie dans la production d'hydrogène » et note complémentaire, BRGM, 29 novembre 2004, pour le Groupe HyFrance ;
 - « *HyFrance Renewable Energy Sources* », Isabelle Noirot (CEA), Arnaud Mercier, Bernard Chabot, Caroline Nicolleau et Jean-Christophe Pouet (ADEME), Olivier Goyeneche (BRGM), Hélène Thiénard (DGEMP, Observatoire de l'énergie), Version 4, 25 avril 2005 ;
 - « *Use of French Renewable Energy Resources to Meet Hydrogen Demand* », Groupe HyFrance, Version 1, 25 avril 2005.