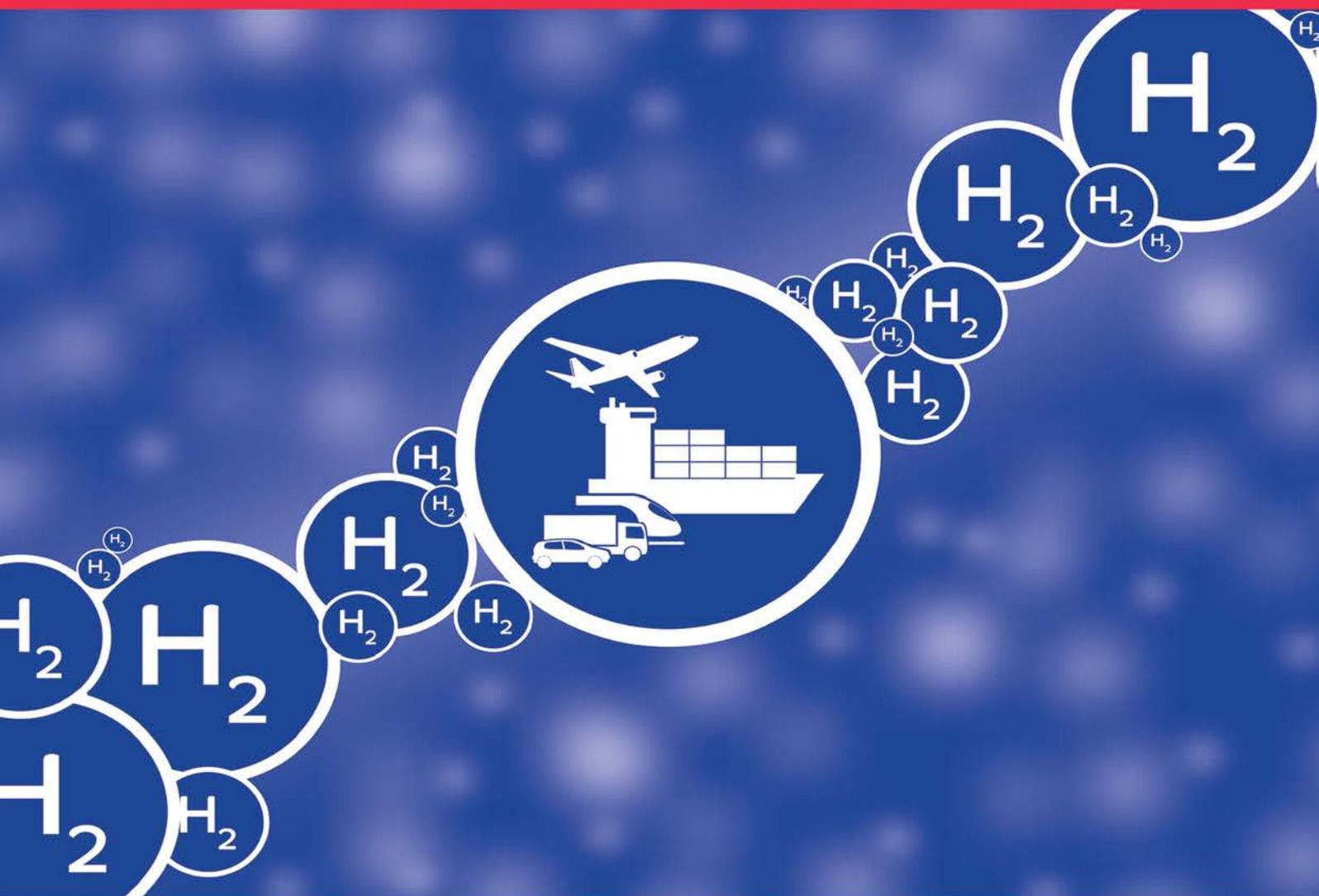


RÉALITÉS INDUSTRIELLES

« Se défier du ton d'assurance qu'il est si facile de prendre et si dangereux d'écouter »
Charles Coquebert, Journal des mines n°1, Vendémiaire An III (septembre 1794)



Hydrogène et décarbonation

UNE SÉRIE DES
ANNALES
DES MINES

FONDÉES EN 1794

Publiées avec le soutien
de l'Institut Mines Télécom

NOVEMBRE 2022

UNE SÉRIE DES
**ANNALES
 DES MINES**
 FONDÉES EN 1794

RÉALITÉS INDUSTRIELLES

Série trimestrielle – Novembre 2022

Rédaction

Conseil général de l'Économie (CGEJET),
 Ministère de l'Économie, des Finances
 et de la Souveraineté industrielle et numérique
 120, rue de Bercy - Télédock 797
 75572 PARIS CEDEX 12
 Tél. : 01 53 18 52 68
<http://www.annales.org>

Grégoire Postel-Vinay
 Rédacteur en chef

Gérard Comby
 Secrétaire général

Alexia Kappelmann
 Secrétaire générale adjointe

Magali Gimon
 Assistante de rédaction / Maquettiste

Myriam Michaux
 Webmestre et maquettiste

Publication

Photo de couverture
 Libre de droits. Photo téléchargée sur le site de
 PIXABAY (<https://pixabay.com/fr/illustrations/hydrog%C3%A8ne-transport-souffler-6348145/>).
 Photo©Akitada31

Iconographie
 Gérard Comby

Mise en page
 Myriam Michaux

Impression
 Dupliprint Mayenne

Membres du Comité de Rédaction

Serge Catoire
 Président du Comité de rédaction

Godefroy Beauvallet

Pierre Couveinhes

Jean-Pierre Dardayrol

Hervé Mariton

Grégoire Postel-Vinay

Françoise Roure

Rémi Steiner

Christian Stoffaës

Claude Trink

Benjamin Vignard

La mention au regard de certaines illustrations du sigle
 « D. R. » correspond à des documents ou photographies pour
 lesquels nos recherches d'ayants droit ou d'héritiers se sont
 avérées infructueuses.

Le contenu des articles n'engage que la seule responsabilité de
 leurs auteurs.

Hydrogène et décarbonation

04

Préface

Roland LESCURE

05

Introduction :

Quelle stratégie pour la filière de l'hydrogène décarboné ?

Claude TRINK et Mathieu MONVILLE

Stratégie nationale

07

L'hydrogène décarboné : une stratégie interministérielle et une gouvernance renouvelée
Hoang BUI

20

Une stratégie ambitieuse de développement de l'hydrogène en France : enjeux et défis
Philippe BOUCLY

25

Enjeux réglementaires de la maîtrise des risques liés aux nouvelles technologies de l'hydrogène
Bruno DEBRAY, Benno WEINBERGER et Franz LAHAIE

31

Hydrogène, le point de vue d'un régulateur
Ivan FAUCHEUX

37

Un atout majeur dans la stratégie française : le projet important d'intérêt européen commun (PIIEC/IPCEI) sur l'hydrogène
Olivier MARFAING

41

Accompagner le déploiement de la filière hydrogène française opérée à l'initiative des écosystèmes territoriaux
David MARCHAL et Luc BODINEAU

Projets de territoires et enjeux de développement des services et compétences pour la filière

47

Le bassin houiller lorrain, un territoire qui s'intéresse de longue date à l'hydrogène
Gilbert PITANCE

54

Stratégie Hydrogène : une nouvelle étape de la réindustrialisation d'un territoire frontalier
Claude TRINK et Gilbert PITANCE

61

ISTHY : un centre d'essai et de certification au service de la filière hydrogène
Michel ROMAND, Haitham S. RAMADAN et Paul MOROT

67

Un projet de formation ancré dans un territoire pour une montée en compétence des techniciens de l'hydrogène : le projet « Terre de SyHyEn »
Thierry ZIMNY et Mathieu MONVILLE

71

Un cursus d'excellence pour former des ingénieurs-experts en matière d'hydrogène-énergie
Pr Nadia YOUSFI STEINER

Nouveaux usages

77

La décarbonation de la filière sidérurgique : les enjeux du défi de l'« acier vert »
Jean-Pierre BIRAT

81

Les carburants de synthèse produits à partir d'hydrogène électrolytique et des émissions de CO₂ du secteur cimentier : un vecteur de décarbonation du transport maritime
Pierre DE RAPHÉLIS-SOISSAN et Arthur PARENTY

86

La mobilité décarbonée : le premier projet de retrofit d'autocar, l'expérience normande avec Nomad
Thomas TIXIER, Amandine ALLARD et Antoine MILLET

94

Hydrogène et transport de marchandises par camions
Jean-Pierre HAUET et Servan LACIRE

101

Le train à hydrogène
Stéphane KABA et Laurent DUFOUR

Nouvelles infrastructures et nouvelles offres

108

Construire une filière européenne de l'électrolyse : le passage au stade de l'industrialisation
Roland HÉQUET

113

Décarbonation de l'industrie : le joker Hydrogène
Jean-Marc LEONHARDT

119

MosaHYc ou la conversion d'un réseau de transport du méthane au transport de l'hydrogène pur
Laurent MUZART et François MARTIN

125

Production d'hydrogène « turquoise » par pyrolyse du méthane
Laurent FULCHERI

137

Le projet HyPSTER :
émergence d'une nouvelle forme de stockage massif de l'hydrogène essentielle à l'atteinte de la neutralité carbone
Yann-Éric MORET

143

Decoupled Water Splitting for Green Hydrogen
Production: Reshaping Water Electrolysis
Avner ROTHSCHILD, Hen DOTAN and
Gideon GRADER

148

Hydrogène vert au Maroc : état des lieux et perspectives
Seddiq SEBBAHI, Nouhaila NABIL, Samir RACHIDI,
Mohammed EL GANAOUI et Abdelilah BENYOUSSEF

154

La découverte de l'hydrogène naturel par Hydroma, un « Game Changer » pour la transition énergétique
Asma DIALLO, Cheick Sidi Tahara CISSÉ,
Jacques LEMAY et Denis Joseph BRIÈRE

Hors dossier

161

Le soutien public à l'innovation de rupture
Christophe STROBEL, Xavier LACHAUME et
Adrien SUTTER

168

Traductions des résumés

174

Biographies

Dossier coordonné par **Claude TRINK** et **Mathieu MONVILLE**

Préface

Par Roland LESCURE

Ministre délégué chargé de l'Industrie

Le grand défi industriel du développement à grande échelle d'une filière hydrogène décarboné est en train de devenir une évidence. Ainsi, en raison du changement climatique, le Conseil européen a décidé en décembre 2020 de réduire en 2030 de 55 % les émissions de gaz à effet de serre par rapport à leur niveau de 1990, soit pour la décennie un rythme quintuple de celui des trente années précédentes.

À la suite de la crise économique du Covid-19, qui a rendu nécessaire un plan de relance sans précédent, et dans le cadre du plan France 2030, le gouvernement français a décidé d'investir 7 milliards d'euros pour l'hydrogène. Il s'agit là d'un effort remarquable d'autant que si dans le photovoltaïque, la Chine est encore aujourd'hui industriellement dominante, pour l'hydrogène, la France et l'Europe ressortent comme les mieux positionnées et entendent le rester.

Pour bien répondre à ces enjeux majeurs, une stratégie forte est nécessaire. Elle requiert une mobilisation multiple et repose sur le développement simultané des usages de l'hydrogène et de sa production locale décarbonée.

Il convient, en premier lieu, d'adapter, voire de repenser notre outil industriel, avec un recours considérable-ment accru à l'hydrogène en substitution aux hydrocarbures et au charbon dans l'industrie (notamment la sidérurgie), pour les carburants de synthèse, les industries des transports (en capitalisant sur le succès d'Alstom pour les trains à hydrogène, mais aussi en accompagnant les évolutions nécessaires des transports maritime, aérien et routier). Il est nécessaire en parallèle de développer les technologies décarbonées les plus performantes pour la production de cet hydrogène. Ces priorités sont l'objet d'un projet important d'intérêt européen commun, en cours de concrétisation.

La question moins souvent abordée des infrastructures de transport et de stockage n'est pas à négliger. En raison des propriétés de l'hydrogène, elle emporte des enjeux de sécurité sur lesquels on ne peut naturellement pas transiger, et qui seront à traiter sur les plans technique et réglementaire.

Ces grands chantiers requièrent des innovations assez nombreuses portées par un effort de recherche massif, national et européen, tant pour mettre au point de nouveaux *process* industriels que pour faire baisser les coûts.

Cette mutation ne sera possible qu'avec la mise en place, dès maintenant, de formations de haut niveau, sans lesquelles aucune stratégie industrielle ne saurait voir le jour.

Cette stratégie française de l'hydrogène est pleinement cohérente avec les enjeux de la transition énergétique et écologique, et ceux de souveraineté, mobilisant les productions d'énergie des EnR et du nucléaire, en particulier lorsque la demande est faible (la nuit pour le nucléaire, ou lors des épisodes de fortes productions solaires et éoliennes en période de faible consommation), en phase avec le développement de ces autres filières ; ce qui permettra de réduire notre dépendance énergétique et, simultanément, notre déficit commercial et de mieux répondre aux nouveaux enjeux géostratégiques apparus avec l'agression de l'Ukraine.

Au XX^e siècle, la France a réussi deux grands paris industriels : la création d'une industrie pétrolière et pétrochimique à partir de 1928, et celle d'une filière nucléaire et le développement des usages de l'électricité décarbonée produite nationalement, à partir essentiellement du premier choc pétrolier de 1973. Face au double défi de long terme de la transition énergétique et du durcissement des conditions géopolitiques, la création d'une filière Hydrogène, accompagnée par le plan de relance et par notre action en Europe, est désormais un défi d'une ampleur comparable. Elle suppose l'implication forte et durable des acteurs publics comme privés, avec une perspective industrielle portant sur chaque chaîne de valeur, une maîtrise technologique, une politique de formation, une taille critique face à une concurrence mondiale qui impose une coordination européenne des initiatives nationales, dont les capacités des entreprises, des laboratoires et des financeurs. Elle suppose aussi un phasage traitant en priorité le remplacement de l'hydrogène « gris » par de l'hydrogène décarboné, dans l'industrie lourde et dans les transports lourds, puis le développement de pôles territoriaux multiusages proches des grands axes et des centres de consommation. Elle implique le développement d'écosystèmes de fournisseurs de composants, ainsi que la prise en compte des divers risques industriels, économiques et sociétaux liés à son développement.

Ce numéro en éclaire les enjeux, les défis, et contribuera ainsi, je l'espère, à ce que les transformations nécessaires, perçues clairement, prennent rapidement corps dans nos territoires.

Introduction

Quelle stratégie pour la filière de l'hydrogène décarboné ?

Par Claude TRINK et Mathieu MONVILLE

Pôle de plasturgie de l'Est (PPE), Saint-Avold (Moselle)

Le dihydrogène, noté H_2 et communément appelé « hydrogène », est une molécule intervenant dans de nombreux procédés essentiels. C'est un vecteur énergétique dont la combustion ne génère que de l'eau. Sa production est aujourd'hui issue à 95 % de la transformation de sources fossiles (charbon, pétrole ou gaz), avec le gaz naturel comme précurseur pour près de la moitié, et concourt à l'émission de gaz à effet de serre (dioxyde de carbone, CO_2). Sa génération est en ce sens fortement « carbonée ».

La production d'un hydrogène faiblement carboné, voire « décarboné », se fait essentiellement par quatre voies : extraire de l'hydrogène directement de gisements en sous-sol ; associer aux procédés carbonés actuels le stockage dans des couches géologiques du CO_2 émis ; avoir recours à la pyrolyse du méthane qui génère hydrogène et carbone solide ; ou produire l'hydrogène *via* l'électrolyse de l'eau à partir d'une électricité peu carbonée de type nucléaire, éolien, solaire ou hydroélectrique.

L'enjeu de la décarbonation est d'éviter à la fois de recourir aux ressources fossiles et de générer des émissions de gaz à effet de serre. L'hydrogène décarboné suscite l'enthousiasme, car il peut concourir à la décarbonation de nombreux usages : production de la molécule pour l'industrie sans recourir à des ressources fossiles ; décarbonation de procédés industriels en sidérurgie, dans les cimenteries, pour la production d'engrais ; utilisation pour la mobilité lourde (navires, trains, poids-lourds, bus, avions).

Le mode de production le plus vertueux *a priori*, l'électrolyse de l'eau, est lui-même très consommateur d'électricité ; l'origine même de cette électricité suscite le débat sur l'octroi à celle-ci de la qualification de « décarbonée ». La récente taxonomie européenne définit aujourd'hui l'hydrogène produit grâce à l'électricité nucléaire comme un hydrogène « bas-carbone » et le qualifie de « renouvelable » si l'électricité utilisée est d'origine renouvelable.

Les enjeux énergétiques récents amplifiés par le conflit russo-ukrainien ont précipité l'Europe dans la valorisation de cet hydrogène produit par électrolyse. Il devient également crucial de ne pas créer un contexte de développement de la filière qui contredise une ambition vertueuse. Il est à cet égard étonnant qu'un amendement déposé par un député allemand siégeant au Parlement européen ait été récemment adopté dans le cadre de la Renewable Energy Directive, alors que, par essence, il porte la possibilité de qualifier de « renouvelable » un hydrogène produit grâce à une électricité provenant du gaz ou du charbon, même soi-disant « compensé » par l'achat dans les trois mois qui suivent la production de certificats auprès de producteurs d'électricité d'origine renouvelable. Ce au moment où l'Allemagne s'oppose à ce que le nucléaire soit reconnu comme une source d'énergie « durable ».

Tout indique aujourd'hui l'apparition d'une filière construite autour de l'hydrogène décarboné : besoins en équipements nouveaux nécessaires à la production par électrolyse ; nécessité d'infrastructures nouvelles pour le transport, le stockage et la distribution de l'hydrogène ; optimisation des technologies de piles à combustible et de stockage de l'électricité ; aménagement des moyens de transport de mobilité lourde ; transformation des unités industrielles appelées à utiliser l'hydrogène ; mesures de sécurité ; certifications ; ajustement des compétences professionnelles et des parcours de formation ; nécessité d'efforts de recherche, développement et innovation conséquents pour abaisser les coûts.

Au contraire de ce qui s'est passé pour la filière photovoltaïque où le marché s'est avéré bien présent en France, mais où l'absence de véritable politique industrielle⁽¹⁾ s'est traduite par une disparition des capacités de production en France au profit d'importations massives en provenance de Chine, ici la mobilisation des acteurs industriels, politiques, administratifs et universitaires a eu lieu et une réflexion stratégique en faveur de l'émergence d'une véritable filière a été engagée.

⁽¹⁾ En dépit d'un sursaut tardif qui s'est traduit par un moratoire, puis par un changement significatif par l'État de la méthode de fixation des prix de rachat de l'électricité photovoltaïque produite (décembre 2010-mars 2011), voir rapport Charpin-Trink (https://www.cythelia.fr/images/file/2011-02-17%20rapport_final_charpin_trink.pdf).

Ce numéro des *Annales des Mines* vise à apporter des éclairages concrets – des articles écrits par des acteurs totalement impliqués dans ce domaine – sur différents aspects de la mise en place de cette filière hydrogène.

La réflexion et la définition d'une stratégie nationale font l'objet d'articles de la part du Coordinateur national pour l'hydrogène au Secrétariat général pour l'investissement placé auprès du Premier ministre, du Coordinateur interministériel de la stratégie nationale sur les batteries au ministère chargé de l'Économie, du président de France Hydrogène, l'association française pour l'hydrogène qui fédère des industriels, des acteurs de la recherche et des collectivités, de membres de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et de l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (Ineris).

Mais c'est aussi localement qu'une politique de l'hydrogène se met en place. Les enjeux de la transition d'un territoire vers l'hydrogène sont illustrés à travers l'exemple de la problématique du bassin houiller lorrain, où l'hydrogène offre la possibilité d'une réindustrialisation et d'une coopération transfrontière entre la France (Moselle), l'Allemagne (Sarre), la Belgique (Wallonie) et le Luxembourg pour initier une « vallée Hydrogène ». La volonté de structurer et d'accompagner les acteurs industriels de la filière se retrouve également dans l'exemple du projet de centre de tests de l'Institut du stockage de l'hydrogène (ISTHY) en Bourgogne Franche-Comté. Une filière ne saurait exister sans pouvoir s'appuyer sur des compétences adéquates : c'est dans ce but que des schémas innovants de formations professionnalisantes de techniciens ou d'ingénieurs ont été développés. Deux exemples dans les deux régions précitées sont décrits.

Des professionnels décrivent ensuite les nouveaux usages dans différentes filières industrielles : la sidérurgie, les cimenteries, le transport maritime, le transport par autobus ou par camions, le train à hydrogène...

D'autres industriels présentent les nouvelles infrastructures nécessaires à la production, au transport, au stockage et à la distribution de l'hydrogène, avec les impératifs de baisse des coûts sous-jacents. La technique de l'électrolyse de l'eau fait l'objet d'innovations remarquables, tandis que d'autres technologies de production de l'hydrogène sont évoquées comme la pyrolyse du méthane. La question de l'exploration des gisements d'hydrogène, dont il est encore difficile d'évaluer le potentiel, est traitée dans un article, exposant par son opérateur, la découverte et l'exploitation au Mali d'un des plus grands gisements naturels connus à ce jour.

Les expérimentations locales qui naissent aujourd'hui dans les territoires sont les prémices d'une révolution plus globale. Une géopolitique de l'hydrogène se dessine peu à peu, avec de nouveaux entrants dans le jeu mondial, comme le montre l'article exposant les perspectives pour le Maroc. Le défi de la création d'une filière de l'« hydrogène décarboné » oblige la France à repenser toute la chaîne d'activité : approvisionnement, procédés industriels, modes de mobilité. Il intègre fondamentalement les enjeux de reconquête de notre indépendance énergétique et de notre souveraineté industrielle. Ce défi ouvre aussi pour la France des perspectives de coopérations transfrontalières, européennes et internationales. Enfin, il est une opportunité d'innovations non seulement techniques, mais aussi dans les services pour répondre aux besoins en matière de réglementation, de certification et de compétences. Une révolution qui est actuellement anticipée et appréhendée dans toute son ampleur, même si les réalisations progressent à un rythme qui peut paraître encore trop lent.

L'hydrogène décarboné : une stratégie interministérielle et une gouvernance renouvelée

Par Hoang BUI

Secrétariat général pour l'investissement, sous l'autorité du Premier ministre

La France a construit une stratégie Hydrogène qui doit garantir son indépendance. Au travers de cette stratégie qu'elle a dotée de moyens financiers substantiels (8,9 Mds€), elle vise à produire son hydrogène par électrolyse et accélérer le déploiement de sa décarbonation, tout en portant une ambition industrielle d'envergure mondiale. Elle fait ainsi la course dans le peloton de tête.

À la sortie de la crise sanitaire, les services de l'État se sont mis en ordre de bataille et ont adopté une nouvelle gouvernance, où ils travaillent systématiquement en interministériel – un travail à la base des plans d'investissement France Relance, puis France 2030 – et en interaction permanente avec les acteurs privés, au travers notamment du Conseil national de l'hydrogène. La crise du gaz a renforcé encore plus la conviction collective qu'il faut sortir en urgence de notre dépendance aux hydrocarbures fossiles, et ce grâce à l'hydrogène et à nos énergies décarbonées.

Mais la route est encore longue et pavée d'embûches. L'hydrogène est-il toujours la meilleure solution ? Nous sommes-nous lancés trop tôt dans l'électrolyse ? S'agit-il d'un investissement sans regret ? Disposerons-nous d'assez d'électricité et d'équipements « Made in France » pour installer 6,5 GW de capacités d'électrolyse d'ici à 2030 ? Réussirons-nous, grâce à ce déploiement massif, à faire baisser le coût de l'hydrogène décarboné produit ? Pour ce faire, pouvons-nous compter sur l'innovation, l'augmentation de la puissance et des performances des électrolyseurs et la construction de *gigafactories* d'équipements grâce au soutien financier exceptionnel apporté dans le cadre du programme européen IPCEI, avec pour but d'accompagner le dynamisme de nos industriels ?

Quand nos voisins, l'Espagne ou l'Allemagne, nous pressent d'investir dans des infrastructures de transport d'hydrogène par *pipeline*, avons-nous raison de dire non en raison des coûts échoués, et ce même si de grands industriels nous le demandent ? Et si la vraie question, c'était plutôt : quand ? C'est-à-dire quand devrions-nous réexaminer la question des infrastructures qui pourraient être nécessaires pour le développement de nos propres bassins d'hydrogène ? L'Allemagne, qui doit importer massivement de l'hydrogène vert, va-t-elle déstabiliser la production européenne locale, et surtout française ? Quels seront le prix de cet hydrogène liquéfié (ou ammoniac) importé *via* les terminaux de l'Europe du Nord et le coût de sa distribution ? Comment retrouver nos repères économiques alors que le prix de l'électricité, qui représentait jusqu'à présent 70 % du coût de l'hydrogène décarboné produit, a été multiplié par presque 9 (en juillet 2022 par rapport à fin 2020) et que celui du gaz naturel a été multiplié par 6 ?

Et si le plus important, c'était l'équipage ? Notre capacité à nous écouter les uns les autres, à comprendre l'environnement qui nous entoure et les évolutions économiques et techniques pour réajuster en permanence, ensemble, notre route ? Mais aussi notre capacité à savoir changer de cap quand le chemin tracé nous mène à une impasse.

L'hydrogène joue un rôle important dans un grand nombre de secteurs clés

Une molécule que la France sait produire

La France consomme annuellement un peu moins de 900 000 tonnes d'hydrogène.

95 % de l'hydrogène sont produits à partir des combustibles fossiles⁽¹⁾. Pour 1 kg d'hydrogène produit, jusqu'à 10 kg de dioxyde de carbone sont émis dans l'atmosphère.

Seulement 5 % de l'hydrogène sont produits par électrolyse de l'eau, à partir d'une électricité réseau qui est très fortement décarbonée.

Un très large éventail d'usage de l'hydrogène décarboné

Les perspectives d'usage de l'hydrogène décarboné sont très nombreuses.

Il peut remplacer une grande partie⁽²⁾ de l'hydrogène carboné (gris) actuellement utilisé dans l'industrie (raffinage, engrais, industrie chimique).

Il peut être intégré dans certains procédés industriels, en substitution du charbon, pour réaliser la réduction des métaux (DRI). Il peut aussi être utilisé, en conjugaison avec le CCU⁽³⁾, pour produire des e-fuels⁽⁴⁾ ou des précurseurs chimiques (par exemple, le méthanol).

En tant que vecteur énergétique, l'hydrogène, utilisé en combustion, peut remplacer le gaz naturel quand des températures élevées sont requises (par exemple, dans la verrerie) et les fours électriques inadaptés pour atteindre de telles températures.

L'hydrogène permet aussi la décarbonation de la mobilité lourde et intensive (avions, navires, camions, cars, certains bus, voire des véhicules utilitaires en utilisation intensive).

L'hydrogène pourrait aussi faciliter le déploiement des énergies renouvelables dans les pays comptant une forte proportion d'EnR intermittentes dans leur mix électrique ou dans les zones non interconnectées (utilisation stationnaire, notamment en Outre-mer).

Enfin, l'hydrogène pourrait aussi venir en complément du biogaz pour la décarbonisation du gaz réseau, grâce à la production de méthane de synthèse à partir du CO₂ capté.

Une forte implication de l'ensemble des filières industrielles

Le Conseil national de l'hydrogène (CNH), qui réunit des acteurs privés, l'État et les régions, a été créé en janvier 2021, après l'annonce de la stratégie d'accélé-

ration de l'hydrogène décarboné. Le CNH est un lieu d'échanges à haut niveau entre l'État et les acteurs privés. Il s'assure de l'efficacité de la mise en œuvre de la stratégie nationale et contribue au bon développement de la filière.

La composition du CNH et la mobilisation des dirigeants de premier plan illustrent le caractère transverse, structurant et stratégique de l'hydrogène décarboné : outre l'association France Hydrogène qui fédère les acteurs de la filière française de l'hydrogène, on compte France Industrie, Syntec Ingénierie, le CEA, huit comités stratégiques de filière (Chimie et Matériaux, Mines et Métallurgie, Construction, Aéronautique, Industriels de la mer, Automobile, Ferroviaire et Nouveaux systèmes énergétiques), représentés par les dirigeants de grands groupes (Airbus, Alstom, Forvia, ArcelorMittal, KemOne...), ainsi que les grands énergéticiens (Total, Engie, EDF) et un des leaders de l'hydrogène (Air Liquide).

Le CNH contribue à l'émergence de projets collectifs pour structurer la chaîne de valeur sur notre territoire ou dans le cadre de coopérations européennes. Le CNH a, par exemple, élaboré une *roadmap* technologique qui va de la production d'hydrogène jusqu'aux différents usages de celui-ci. Cette cartographie identifie des briques indispensables mais faisant défaut à la filière française. Elle sert à l'État et à ses opérateurs à prioriser les projets de R&D déposés dans les guichets d'aide.

Une réponse technologique et industrielle au réchauffement climatique

L'hydrogène est une solution de décarbonation qui peut concilier les différentes attentes sociétales en matière de :

- protection de l'environnement et du climat : l'hydrogène est pourvoyeur de nombreuses solutions pour décarboner l'industrie et les transports, et il constitue un des leviers d'action de la SNBC (stratégie nationale bas-carbone) pour atteindre la neutralité carbone en 2050 ;
- développement économique : l'hydrogène offre l'opportunité de créer une filière et un écosystème d'industriels créateurs d'emplois ;
- souveraineté énergétique : l'électrolyse peut permettre de réduire notre dépendance vis-à-vis des importations d'hydrocarbures nécessaires pour produire de l'hydrogène gris (par vaporeformage du méthane⁽⁵⁾) ou des importations futures d'hydrogène sous forme liquéfiée, d'ammoniac ou encore de LOHC⁽⁶⁾ ;
- indépendance technologique : l'hydrogène permet de valoriser les savoir-faire des laboratoires publics, des *start-ups*, mais aussi de grandes entreprises françaises leaders dans les domaines de l'énergie ou des gaz.

⁽¹⁾ Procédés de vaporeformage de gaz naturel, d'oxydation des hydrocarbures et de gazéification du charbon.

⁽²⁾ Excepté l'hydrogène dit fatal, qui est un coproduit résultant de procédés dont l'objet ne vise pas à le produire.

⁽³⁾ *Carbon capture and utilization* ou captage et utilisation du carbone.

⁽⁴⁾ Carburants produits à partir de l'électricité décarbonée.

⁽⁵⁾ Encore appelé SMR (steam methane reforming).

⁽⁶⁾ Liquid Organic Hydrogen Carriers : ce sont des liquides organiques permettant de stocker, puis de déstocker de l'hydrogène et rendre son transport et sa manipulation plus sûrs.

L'action de l'État est nécessaire pour répondre à la course contre la montre pour réduire les effets du changement climatique

La course contre le réchauffement climatique

L'urgence climatique et les contraintes réglementaires à venir (paquet « Fit for 55 », directive RED III) incitent l'industrie et le secteur des transports à anticiper leurs investissements dans la décarbonation. Or, les électrolyseurs, les stations de recharge, les poids lourds et les autres équipements sont peu disponibles et présentent des surcoûts importants à l'acquisition⁽⁷⁾ et à l'usage⁽⁸⁾.

Du côté de l'offre, les entreprises tardent à lancer l'industrialisation de la production d'hydrogène tant qu'elles ne sont pas sûres du niveau de la demande. Côté demande, les clients attendent que les prix baissent pour commander des véhicules à hydrogène. C'est l'éternel problème de l'œuf et de la poule.

L'État doit soutenir l'offre pour rendre rapidement disponibles les technologies et les équipements incontournables et favoriser les économies d'échelle. Ce faisant, il doit aussi soutenir la demande lorsque ces solutions ne sont pas (encore) soutenables économiquement pour les entreprises ou les collectivités.

Un des rares effets positifs de la crise actuelle du gaz, c'est d'avoir stimulé la volonté des acteurs économiques d'investir rapidement dans la décarbonation de leurs activités, pour notamment éviter une rupture de leur approvisionnement en gaz cet hiver et limiter l'explosion de leur facture d'énergie.

La course entre les grandes puissances industrielles

Nous vivons tous sur la même planète ; nous sommes tous confrontés aux mêmes effets du réchauffement climatique et aux mêmes défis énergétiques. Ce nouveau monde en transition représente un Eldorado aussi bien pour les acteurs agiles que pour les grands

groupes et les investisseurs qui veulent occuper le terrain avant leurs concurrents.

Si l'on se réfère aux projets (environ 680 à la mi-2022) déjà annoncés publiquement, le marché mondial de l'hydrogène peut être évalué à 240 Mds\$ de dollars d'ici à 2030⁽⁹⁾, et l'Europe est de loin le premier marché (76 Mds\$). Certains pays seront exportateurs nets d'hydrogène, car ils disposent d'un important foncier et d'énergies renouvelables abondantes ; tandis que d'autres seront importateurs d'hydrogène pour alimenter leurs industries et leurs transports.

Les entreprises se positionnent et investissent massivement, avec le fort soutien des autorités de leur pays qui veulent sécuriser à la fois leurs approvisionnements en hydrogène et les débouchés à l'export pour leurs industries. Les grands énergéticiens et leaders mondiaux veulent être présents aux deux bouts de la chaîne (production d'EnR jusqu'à la distribution et l'usage de l'hydrogène). Les entreprises cherchent à éprouver leurs solutions par des tests, acquérir de l'expérience et amorcer des partenariats de long terme avec des pays exportateurs ou importateurs d'hydrogène dans le but de s'ouvrir de nouveaux marchés.

Dès lors, les grands pays industriels ont décidé d'investir massivement dans l'hydrogène, à l'instar du Japon (20 Mds\$), de l'Allemagne, de l'Espagne ou du Portugal (environ 10 Mds\$ pour chacun)⁽¹⁰⁾. Les acteurs privés américains investissent eux aussi rapidement pour être les premiers à intégrer et à contrôler toute la chaîne de valeur de l'hydrogène, tandis que la Chine peut s'appuyer sur son immense marché domestique et sa base industrielle à bas coûts (voir la Figure 1 ci-après et la Figure 2 de la page suivante).

Il y a urgence à soutenir l'innovation, l'industrialisation et le déploiement de l'hydrogène

La France pourrait laisser l'économie avancer à son rythme sans intervenir, car il existe déjà un signal-prix (le marché carbone), des directives et des paquets réglementaires plus ou moins contraignants pour les acteurs économiques ; des études montrant en outre la soutenabilité vers 2030 des solutions à hydrogène.

⁽⁷⁾ Par exemple, un bus à hydrogène peut coûter à l'achat jusqu'à 2 à 3 fois le prix d'un bus diesel.

⁽⁸⁾ La durée de vie et la fiabilité d'une pile à combustible sont inférieures à celles du moteur à combustion, même si des progrès importants sont à venir. Le coût de l'hydrogène décarboné reste beaucoup plus élevé que le prix du gaz naturel qu'il remplace.

⁽⁹⁾ Investissements nécessaires pour développer plus de 680 projets, qui viennent d'être annoncés et se concrétiseront d'ici à 2030, Étude 2022 de McKinsey & Company pour l'Hydrogen Council (en cours de publication et sera en libre accès sur Internet).

⁽¹⁰⁾ Étude McKinsey de janvier 2021, réalisée pour l'Hydrogen Council.

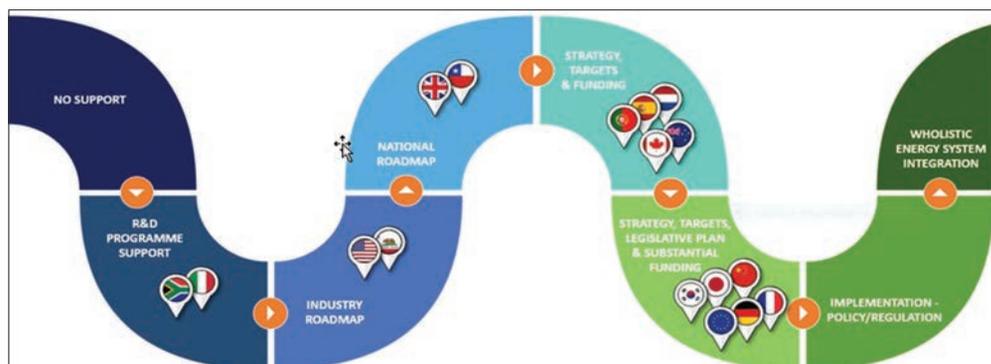


Figure 1 : Positionnement des différents pays sur la voie de l'hydrogène – Source : Hydrogen Council CEO Event.

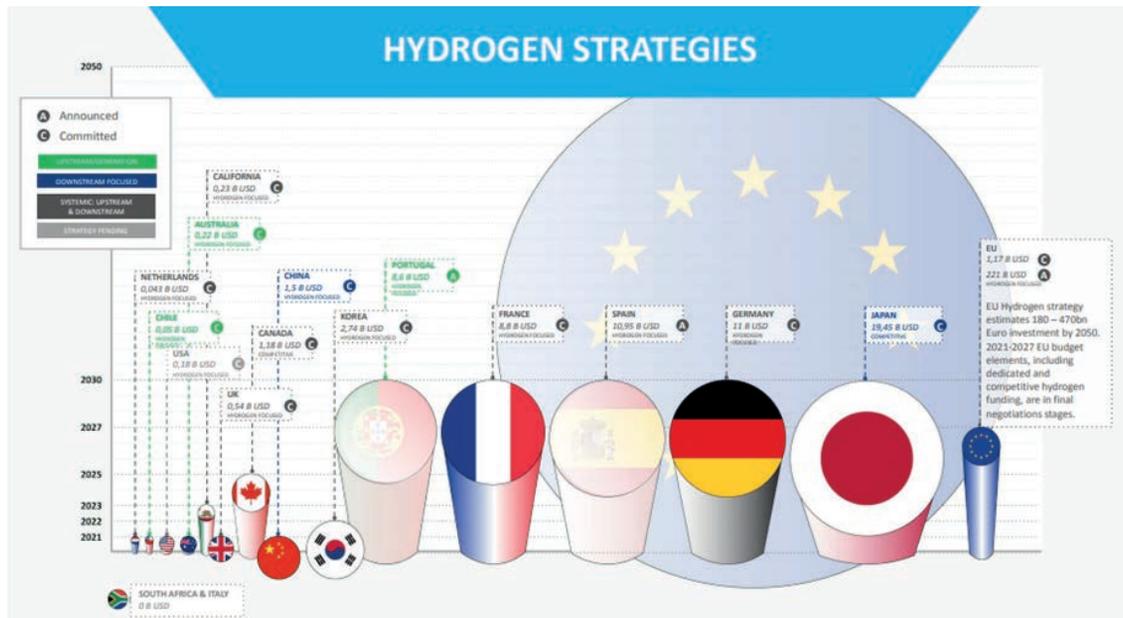


Figure 2 : Effort financier consacré par les différents pays au développement de l'hydrogène – Source : Hydrogen Council CEO Event.

Cependant, les équipements nécessaires pour la production ou l'utilisation de l'hydrogène sont à forte intensité technologique et nécessitent des développements longs et une industrialisation qui l'est tout autant. Sans ces équipements et sans le déploiement d'une filière de production d'hydrogène, de nombreux secteurs industriels et les transports ne pourraient pas se décarboner.

Attendre, c'est prendre le risque que nos entreprises soient devancées par nos concurrents, la France pourrait alors subir une nouvelle vague de désindustrialisation ou de délocalisation, car les mutations liées au changement climatique n'auraient pas été prises en compte suffisamment tôt.

Soutenir l'hydrogène, c'est profiter des externalités positives offertes par la décarbonation imposée à notre économie et préserver notre croissance, malgré notre sortie des hydrocarbures fossiles.

Il y a donc urgence à une intervention de l'État pour que celui-ci partage avec les acteurs privés les risques liés à l'innovation, à l'industrialisation et au déploiement de l'hydrogène, car de nombreux projets de décarbonation, dans l'industrie ou les transports, ne peuvent trouver aujourd'hui leur équilibre économique sans un soutien public notamment pour compenser les "funding gap". La France peut compter pour ce faire sur une recherche de premier plan et sur des leaders industriels dans le domaine de l'hydrogène.

C'est en soutenant à la fois l'offre et l'usage, que la France peut espérer être au rendez-vous de ces défis climatiques mais aussi économiques, en partant à la conquête du marché mondial.

Le cadre des stratégies d'accélération de France 2030

Ces stratégies d'accélération s'inscrivent dans la logique dite « dirigée » du quatrième programme d'investissements d'avenir (le PIA4 devenu France 2030 et qui est doté de 54 Mds€), dont les grandes

lignes ont été annoncées par le Premier ministre en septembre 2020.

Celles-ci ciblent des secteurs, des marchés ou des technologies prioritaires afin d'en soutenir toutes les étapes clés de leur développement en fonction de la maturité des innovations, depuis leur conception jusqu'aux conditions de leur déploiement, favorisant ainsi une meilleure articulation entre l'amont et l'aval des politiques d'aide à l'innovation.

Des moyens financiers importants y sont consacrés pour investir de façon exceptionnelle et massive dans une approche globale : les financements de France 2030 s'ajoutent ou complètent les financements de France Relance ainsi que les moyens d'intervention des ministères, qui accompagnent eux aussi le déploiement par des actions aux niveaux normatif, réglementaire, législatif et européen.

Chaque stratégie est pilotée par un coordinateur interministériel ayant pour mission de suivre l'ensemble des actions menées dans le cadre de celle-ci. Il supervise la mise en œuvre de la stratégie considérée en lien avec les ministères, les experts et les scientifiques compétents réunis au sein d'une unité dédiée appelée « *task force* ». Rattaché au Secrétariat général pour l'investissement (SGPI) ou à un ministère pilote, le coordinateur rapporte au Comex⁽¹¹⁾ du C2i⁽¹²⁾.

⁽¹¹⁾ Le Conseil interministériel de l'innovation (C2i) s'appuie sur un COMEX pour organiser et suivre l'exécution des stratégies nationales. Le COMEX est constitué du Secrétaire général pour l'investissement, des directeurs généraux de la DGE, de la DGRI et de la DGEC et des administrations centrales concernées, ainsi que du Commissaire général au développement durable.

⁽¹²⁾ Le C2i est présidé par le Premier ministre et se compose des ministres concernés par le programme d'investissements d'avenir devenu France 2030. Le secrétariat du Conseil est assuré par le Secrétariat général pour l'investissement. Le C2i est responsable de l'ensemble du volet dit « Dirigé » de la convention de mise en œuvre du plan et valide, sur proposition du comité exécutif, les stratégies nationales mobilisant tout ou partie des crédits qu'il alloue.

Une gouvernance interministérielle renouvelée

Tout en apportant des moyens financiers supplémentaires, le plan d'investissement France 2030 a simplifié la gouvernance : la stratégie d'accélération de l'hydrogène décarboné (objet de cet article) partage désormais une gouvernance commune avec une autre stratégie, celle de la décarbonation de l'industrie. Ce rapprochement est logique, parce que l'hydrogène est avant tout un levier de cette dernière stratégie et parce que les grands projets de décarbonation des aciéries, des cimenteries et de l'industrie chimique au moyen de l'hydrogène se trouvent à l'intersection des deux stratégies d'accélération précitées.

Ainsi, les deux *task force* interministérielles, qui pilotaient les stratégies Hydrogène décarboné et Décarbonation de l'industrie, que j'ai l'honneur de coordonner, ont été fusionnées pour devenir le Comité de pilotage ministériel opérationnel Hydrogène décarboné et Décarbonation de l'industrie (CPMO).

Cette nouvelle instance interministérielle réunit la direction générale des Entreprises, la direction générale de l'Énergie et du Climat, le Conseil général du développement durable, la direction générale de la Recherche et de l'Innovation, la direction générale de l'Enseignement supérieur et de l'Insertion professionnelle, le Secrétariat général pour l'investissement, les opérateurs BpiFrance, l'Ademe, l'Agence nationale pour la recherche et, en tant que de besoin, la direction générale des Infrastructures, des Transports et des Mobilités et la direction générale de l'Aviation civile. Cette instance pilote désormais l'exécution des deux stratégies précitées et leurs éventuelles adaptations.

Dans sa configuration de haut niveau, elle réunit le ministre délégué chargé de l'Industrie, le ministre de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique, la ministre de la Transition énergétique, le Secrétaire général pour l'investissement ainsi que les personnalités qualifiées extérieures à l'administration.

Cette instance a une vision de l'ensemble des projets instruits par les opérateurs (Ademe, BpiFrance, ANR). Le dialogue interministériel est conduit en permanence, que ce soit au niveau stratégique ou au niveau des projets. Et l'ensemble des politiques publiques, qui gravitent autour de l'innovation, de la souveraineté et du développement industriel, ou encore de la planification énergétique et de la protection du climat et de l'environnement, et des compétences sont mises en cohérence pour être au service des deux stratégies précitées. À ces différents volets s'ajoute désormais l'international, volet sur lequel la direction générale du Trésor et les services du ministère de l'Europe et des Affaires européennes (MEAE) apportent leurs compétences.

Des moyens financiers alloués massivement et une ambition mondiale

La stratégie nationale d'accélération, adoptée en septembre 2020, prévoyait initialement d'apporter un soutien public au développement de l'hydrogène

bas-carbone à hauteur de 7,2 Mds€ jusqu'en 2030, dont :

- 4,78 Mds€ provenant du budget du ministère de la Transition écologique ;
- 1,275 Mds€ intégrés dans le Plan de relance ;
- 1 Mds€ environ provenant du programme d'investissements d'avenir (devenu France 2030).

Le plan d'investissement France 2030⁽¹³⁾ a, fin 2021, apporté un financement supplémentaire de 1,9 Mds€ en faveur de la stratégie Hydrogène bas-carbone, qui se trouve ainsi dotée finalement d'une enveloppe de crédits de 8,9 Mds€ à engager d'ici à 2030.

La stratégie française vise la décarbonation de l'économie, l'autosuffisance sur le plan de la production de l'hydrogène et le leadership mondial en la matière

Prérequis pour comprendre la stratégie française

Des enjeux nationaux qui servent une ambition mondiale

La stratégie développée par la France vise à la fois à produire l'hydrogène dont elle a besoin (enjeu d'indépendance) et à accélérer les applications industrielles de l'hydrogène et son utilisation dans le domaine de la mobilité lourde et intensive (enjeu de décarbonation de son économie), tout en maîtrisant les technologies et la fabrication des composants clés (enjeu de souveraineté), de manière synchrone, pour se placer en tête de la compétition mondiale (enjeu économique, notamment en termes d'emploi).

C'est une stratégie qui sert, tout d'abord, à la décarbonation de l'économie française, lorsque l'hydrogène apparaît comme la solution la plus pertinente au plan technique et économique. Mais elle doit aussi viser l'export, car les investissements très lourds consentis dans les *gigafactories* françaises ne peuvent être amortis en se limitant au seul marché national. La courbe d'expérience acquise et les références relatives au déploiement publiées sur le site vitrine « France » doivent servir l'export. C'est pourquoi le Président de la République a fixé, dans le cadre de France 2030, un objectif, celui de détenir le *leadership* au niveau mondial pour la filière Hydrogène.

L'hydrogène sera partout, mais il n'est pas la réponse à tout

La production d'hydrogène par électrolyse nécessite beaucoup d'électricité, jusqu'à 58 kWh pour seulement 1 kg d'hydrogène produit. Au-delà de l'hydrogène, la décarbonation de l'économie va accroître très fortement le besoin en électricité décarbonée et en infrastructures réseaux : ainsi, l'hydrogène doit être réservé aux seuls

⁽¹³⁾ France 2030 a apporté 34 Mds€ supplémentaires aux 20 Mds€ du PIA4 qu'il a absorbé ; l'on parle désormais de 54 Mds€ d'ici à 2030.

usages de décarbonation qui ne peuvent être réalisés autrement. La voie de l'hydrogène doit être mise en concurrence avec d'autres solutions de décarbonation sur la base du critère du coût à la tonne de CO₂ évitée.

Quand une utilisation directe de l'électricité est possible, cette dernière a toutes les chances d'afficher de meilleurs rendements énergétiques que l'hydrogène, elle devra donc être privilégiée. Ainsi, les usages en matière de chauffage des bâtiments ou l'injection de l'hydrogène en mélange dans le réseau de gaz, ou encore les procédés de production recourant à la combustion de l'hydrogène ne seront pas soutenus par des aides publiques (excepté dans des zones non interconnectées (ZNI) ou pour répondre aux besoins en haute température de certains *process*).

La stratégie ne soutiendra pas plus le développement de voitures particulières à hydrogène, car en la matière la batterie constitue le meilleur choix, offrant un rendement électrique supérieur à 70 % (charge, décharge, moteur...), alors que celui de la pile à combustible est actuellement d'environ 23 %⁽¹⁴⁾ (en intégrant les pertes au niveau de l'électrolyseur, de la compression, de la pile à combustible (PAC), du moteur – voir la Figure 3 ci-dessous).

La stratégie française de l'hydrogène décarboné

La stratégie française pour le développement de l'hydrogène décarboné, inscrite dans le plan d'investissement France 2030, fixe trois objectifs complémentaires.

Bien qu'elle couvre tout le spectre de l'innovation, elle se différencie des autres stratégies par les moyens très importants qui sont consacrés à l'industrialisation et au déploiement de l'hydrogène (voir la Figure 4 de la page suivante).

Installer suffisamment d'électrolyseurs pour pouvoir alimenter le marché national

Objectif en termes de capacité installée d'électrolyse...

Pour des raisons de souveraineté et d'arrêt progressif de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures, la France a fait le choix de produire l'hydrogène

décarboné sur son sol, sans recourir aux combustibles fossiles (ce qui exclut le vaporeformage même couplé à du CCS ou du CCU⁽¹⁵⁾).

La stratégie de la France prévoit l'installation d'une capacité de production par électrolyse de 6,5 GW d'hydrogène d'ici à 2030. Ce chiffre résulte d'un consensus au sein de l'État prenant en compte, d'une part, les capacités électriques additionnelles d'ici à 2030 et, d'autre part, le volume d'hydrogène gris actuellement consommé et substituable.

Les électrolyseurs seront positionnés au plus près des lieux d'utilisation de l'hydrogène, que ceux-ci servent dans des usines ou pour la mobilité. Ils seront branchés principalement sur le réseau électrique français, qui est déjà largement décarboné.

Cette capacité d'électrolyse permettra de produire à partir de 2030 environ 650 000 tonnes d'hydrogène par an. Ce sera ainsi l'émission de 6 millions de tonnes de CO₂ qui pourra être évitée, rien qu'au niveau de la production de cet hydrogène, soit l'équivalent des émissions annuelles de la ville de Paris ou de 350 000 voitures à essence.

Une étude réalisée en 2021, pour le compte de France Hydrogène, chiffre les besoins en hydrogène décarboné à 680 000 tonnes en 2030 (scénario de référence). Cette étude vient conforter les prévisions de l'État et les orientations de la stratégie nationale (voir la Figure 5 de la page suivante).

... et de disponibilité des équipements et de l'électricité

Il est indispensable de mettre en place en France toute la chaîne de valeur, laquelle passe par la production, le stockage, le transport et la distribution de l'hydrogène, mais aussi celle de tous les composants et systèmes nécessaires pour son usage dans les secteurs de la mobilité lourde et de l'industrie, voire celui de l'énergie. À cet effet, la France devra disposer d'usines de production d'équipements qui soient capables de répondre à temps à la demande, ainsi que de suffisamment d'électricité décarbonée pour pouvoir produire l'hydrogène nécessaire.

⁽¹⁴⁾ ADEME (2020) : « Rendement de la chaîne à hydrogène, cas du *power to H2 to power* », <https://bibliothèque.ademe.fr/mobilite-et-transport/1685-rendement-de-la-chaine-hydrogene.html>

⁽¹⁵⁾ Procédés de Carbon Capture & Storage (CCS) et de Carbon Capture & Usage (CCU).

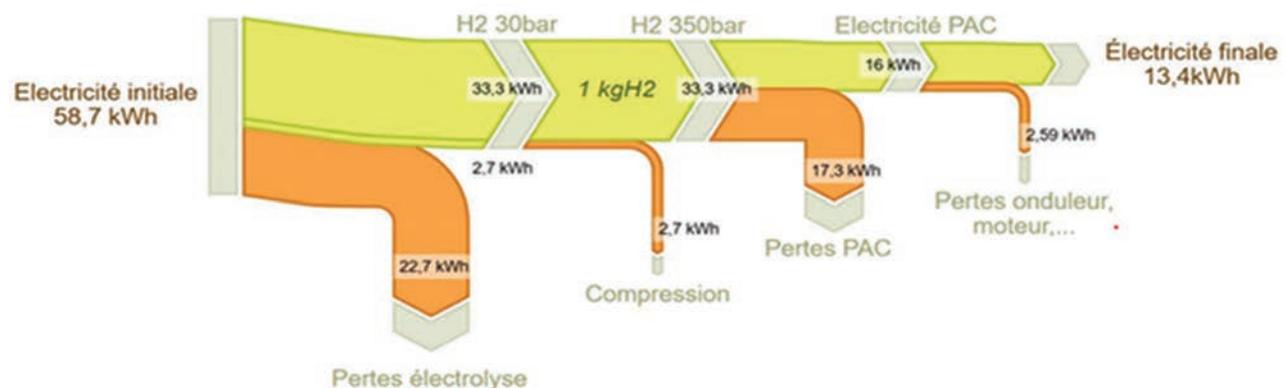


Figure 3 : Diagramme de Sankey exprimant l'énergie nécessaire pour produire 1 kg d'hydrogène, ainsi que l'énergie électrique en résultant.

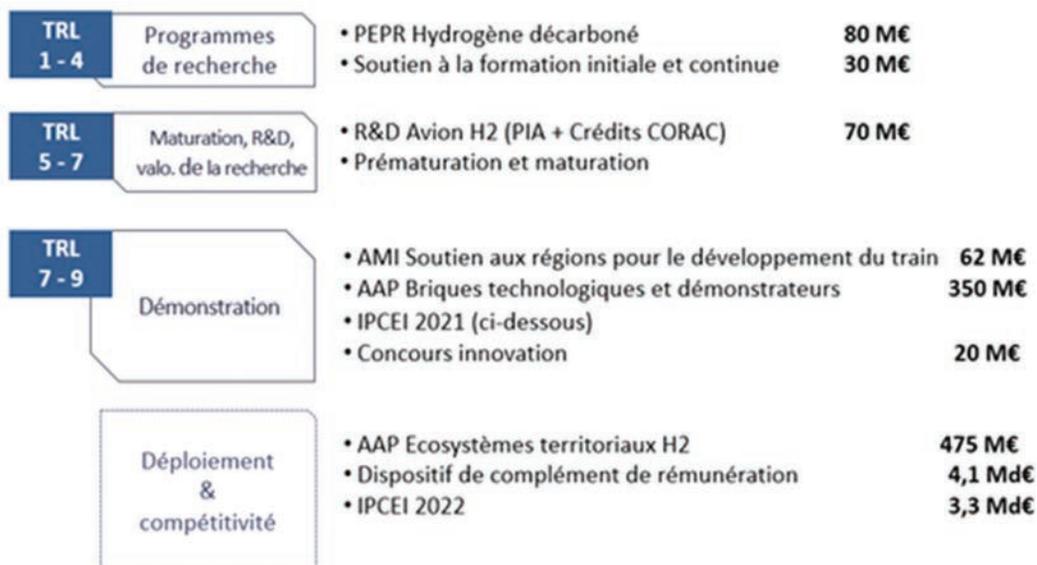


Figure 4 : Les principaux dispositifs de soutien financier dédiés à l'hydrogène – Source : France 2030.

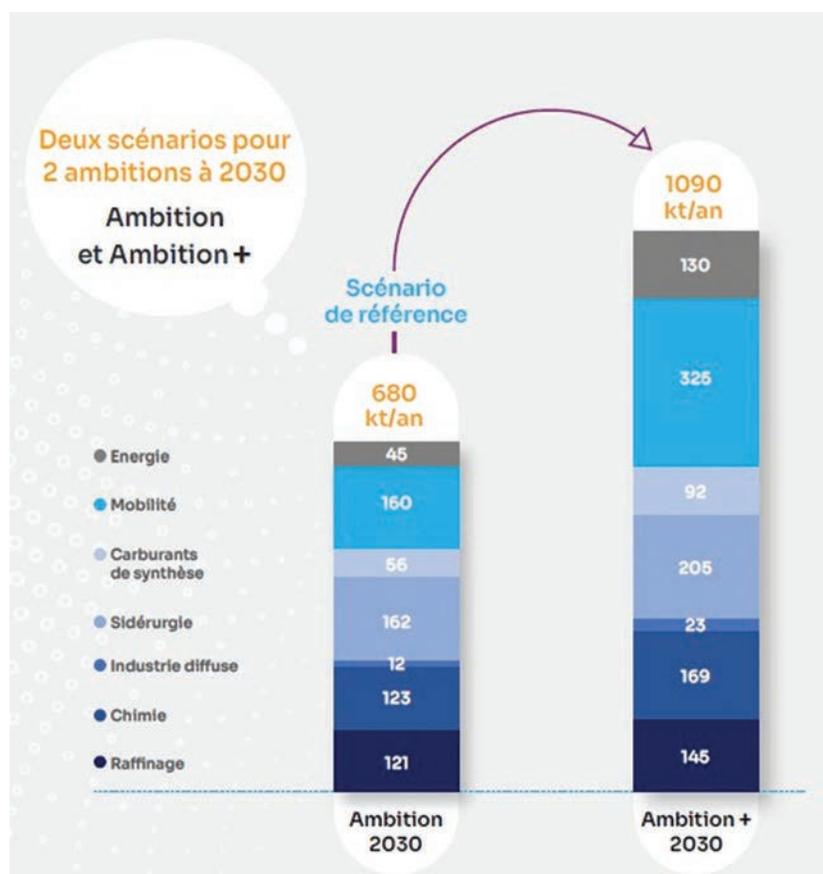


Figure 5 : Les différents scénarios à horizon 2030 – Source : France Hydrogène (2021), « Trajectoire pour une grande ambition Hydrogène »⁽¹⁶⁾.

⁽¹⁶⁾ Hincio (2021), « Trajectoire pour une grande ambition Hydrogène », étude réalisée pour France Hydrogène, <https://www.france-hydrogene.org/publication/trajecoire-pour-une-grande-ambition-hydrogene/>

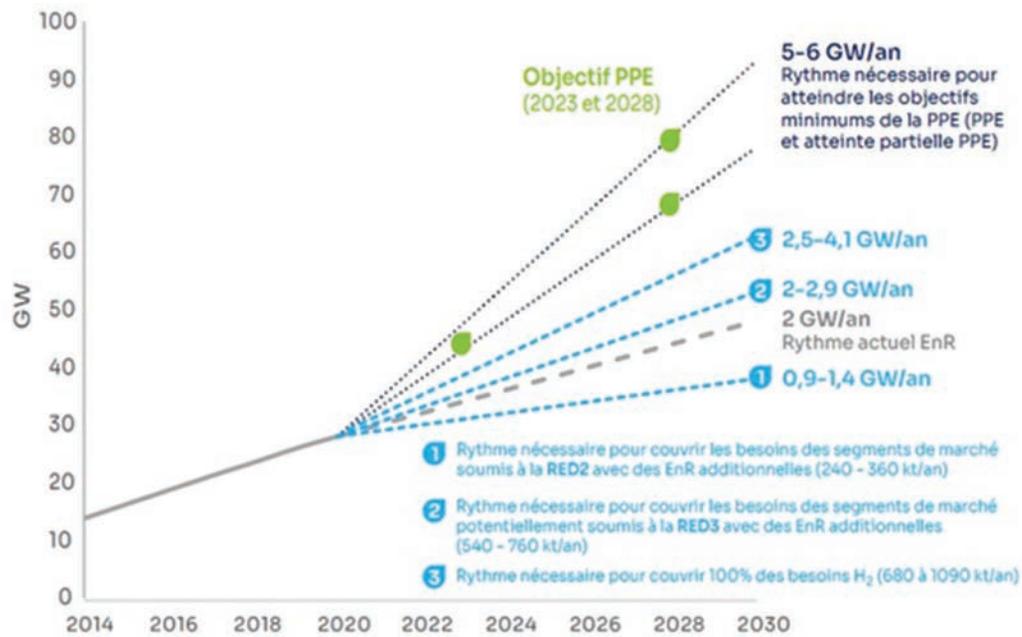


Figure 6 : Objectif PPE (Programmation pluriannuelle de l'énergie) – Source : France Hydrogène (2021), « Trajectoire pour une grande ambition Hydrogène »(17).

Des études de la DGEC et de RTE ainsi que des études réalisées pour le compte de France Hydrogène et du Conseil national de l'hydrogène confirment le fait que la France disposera *a priori* des capacités additionnelles électriques nécessaires pour alimenter les 6,5 GW d'électrolyseurs prévus en 2030 (voir la Figure 6 ci-dessus).

Dispositifs de soutien pour réaliser l'objectif précité

Pour soutenir cet objectif, l'État a prévu principalement deux dispositifs.

Le premier est l'IPCEI⁽¹⁸⁾ Hydrogène qui doté de 3,275 Mds€ par le biais de France Relance et France 2030, va permettre de financer des *gigafactories* d'électrolyseurs, des équipements pour la mobilité (piles à combustible, réservoirs, matériaux...) ou des trains à hydrogène, ainsi que des projets de décarbonation de l'industrie lourde (production d'aciers et de ciments verts, notamment).

Parmi les dix premiers dossiers IPCEI qui ont été notifiés par la France à la Commission en juin 2022 et qui pourront donner lieu à un engagement financier de l'État de l'ordre de 2,3 Mds€ à partir de septembre 2022, quatre concernent des usines de production d'électrolyseurs couvrant toutes les technologies (alcalins, PEM ou électrolyse haute température SOEC).

Ces usines sont certes encore sur le chemin critique de la réalisation de l'objectif précité, mais leurs calendriers de montée en charge, leur capacité élevée de production, leur redondance en termes d'activité et la baisse des coûts de production attendue permettent de sécuriser l'approvisionnement national en électrolyseurs.

Le deuxième dispositif de soutien à la production d'hydrogène décarboné par un complément tarifaire est doté de 4,2 Mds€ provenant principalement du budget du ministère de la Transition énergétique : il a été prévu pour compenser le surcoût de l'hydrogène décarboné produit par électrolyse (3 à 5 fois le coût de l'hydrogène gris⁽¹⁹⁾), grâce au financement apporté pour compenser les dépenses CAPEX et OPEX supportées par les producteurs sur une période de dix à vingt ans. Le dispositif devrait permettre de soutenir une capacité de production d'hydrogène de 1 GW. Ce projet a été prénotifié à la Commission, le lancement des premiers appels d'offres est attendu pour le début 2023.

Rappelons que la parité de prix entre l'hydrogène gris et l'hydrogène décarboné pourrait être atteinte vers 2030, grâce, d'une part, à l'augmentation du coût de la tonne de CO₂ et, d'autre part, aux travaux de R&D, ainsi qu'aux économies d'échelle permises par l'entrée en service des *gigafactories* d'électrolyseurs (voir la Figure 7 de la page suivante).

Développer les mobilités lourdes et la décarbonation de l'industrie

Objectif

En parallèle d'une première phase de conversion de nos transports terrestres de passagers et de marchandises aux technologies hydrogène (véhicules utilitaires

⁽¹⁷⁾ Hincio (2021), « Trajectoire pour une grande ambition Hydrogène », étude réalisée pour France Hydrogène, <https://www.france-hydrogene.org/publication/trajectoire-pour-une-grande-ambition-hydrogene/>

⁽¹⁸⁾ Important Projects of Common European Interest (ou PIIEC, en français). Le PIIEC est un mécanisme européen qui autorise les États membres à un financement de l'innovation et l'industrialisation dans des domaines stratégiques allant au-delà des limites habituellement fixées par la réglementation européenne en matière d'aides d'État (voir l'article d'Olivier Marfaing consacré à ce sujet).

⁽¹⁹⁾ Évaluation réalisée avant l'actuelle crise énergétique liée à la guerre en Ukraine.

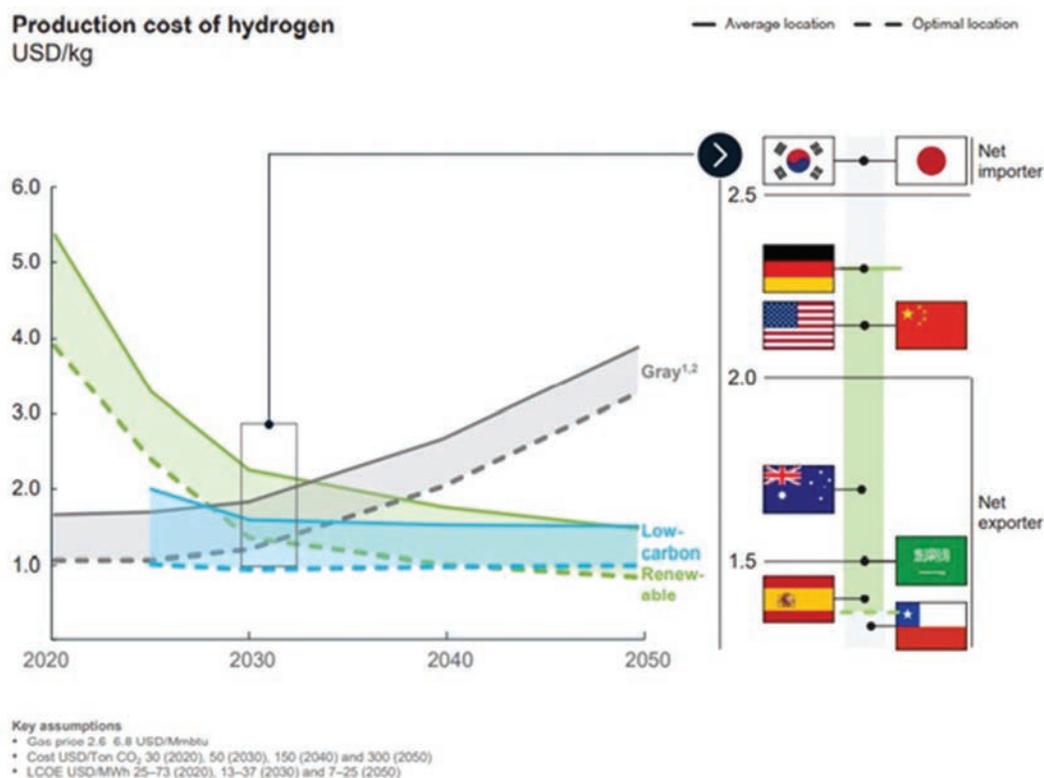


Figure 7 : Coût de production de l'hydrogène – Source : Étude McKinsey (2021)⁽²⁰⁾.

et poids lourds, bus, trains à hydrogène), des projets pilotes seront conduits en vue de la production de navettes fluviales, de navires et d'avions fonctionnant à l'hydrogène.

Par ailleurs, France 2030 vise à remplacer par de l'hydrogène décarboné la majeure partie de l'hydrogène gris utilisé dans des industries telles que le raffinage, la chimie ou pour la production d'engrais.

Un soutien sera aussi apporté au développement de nouveaux usages de l'hydrogène afin notamment de décarboner des secteurs industriels tels que la sidérurgie (en substitution au charbon) et les cimenteries (par capture du CO₂ émis et production de méthanol).

Dispositifs de soutien pour réaliser l'objectif précité

L'appel à projets « Briques technologiques et démonstrateur hydrogène », opéré par l'Ademe et doté de 350 M€ dans le cadre de France 2030, soutient en particulier la conception et la démonstration de nouveaux véhicules (poids lourds, véhicules utilitaires, bateaux, matériels ferroviaires, véhicules *off road*) ainsi que les équipements associés (réservoirs, piles à combustible). À ce jour, la fabrication de nombreux engins *off-road* (des dameuses, des engins agricoles), mais aussi des groupes motopropulseurs à forte puissance à pile à combustible et des bus à hydrogène, a été soutenue. Il est à noter que plusieurs projets de moteurs à combustion à hydrogène, portés par des consortia d'acteurs majeurs de la filière automobile sont eux aussi

soutenus : il s'agit de projets stratégiques pour la reconversion de la filière moteur » de l'industrie automobile, mais aussi pour la filière logistique et poids lourds, qui ne disposent pas de solutions pour se décarboner. Ces projets doivent permettre de relever les défis en matière de rendement et d'émission de NOx.

L'IPCEI Hydrogène (voir *supra*), outre le soutien qu'il apportera à la fabrication d'électrolyseurs, devrait également soutenir la création de *gigafactories* de production de matériels roulants à hydrogène chez Alstom, de piles à combustible chez Symbio (Forvia et Michelin) et Hyvia (Renault Group et Plug Power) et de réservoirs conformes chez Forvia ou Plastic Omnium.

L'IPCEI pourrait aussi aider à la décarbonation de la bioraffinerie de la Mède, du site d'ArcelorMittal de Dunkerque (remplacement d'un haut fourneau par une ligne DRI de réduction du minerai par un mélange gaz naturel et hydrogène décarboné) et d'une cimenterie du groupe Vicat (sur la base du CCU et de la production de méthanol).

Ces projets IPCEI ont fait l'objet d'une notification (en ce qui concerne les *gigafactories* pour la mobilité) ou d'une prénotification (projets de décarbonation de l'industrie) et sont en attente de validation par la Commission.

L'appel à projets « Écosystèmes territoriaux Hydrogène », doté de 475 M€ par le ministère de la Transition énergétique (MTE) et France 2030, vise à déployer les premiers « écosystèmes » d'hydrogène dans les territoires. À cette fin, il a vocation à aider les collectivités ou les acteurs privés à se doter d'électrolyseurs, de stations de recharge ou encore d'équipements de transport à hydrogène (bateaux, bus,

⁽²⁰⁾ McKinsey & Compagny (2021), "Hydrogen Insights 2021", étude réalisée pour Hydrogen Council, <https://hydrogencouncil.com/en/Hydrogen-Insights-2021/>

cars...). D'ores et déjà, quinze écosystèmes ou extensions d'écosystèmes territoriaux Hydrogène, représentant 36 MW d'électrolyseurs au total, vingt stations de rechargement et 270 poids lourds et véhicules utilitaires ont été soutenus pour un montant de 105 M€.

Construire en France une filière industrielle qui soit créatrice d'emplois et garante de notre maîtrise technologique

Objectif

L'hydrogène, sur l'ensemble de son cycle (de sa production jusqu'à son usage), peut générer entre 50 000 et 150 000 emplois directs et indirects en France. La filière industrielle de production de l'hydrogène ainsi que les filières utilisatrices de ladite molécule seront accompagnées pour qu'elles maximisent le développement d'emplois verts à pourvoir par des travailleurs français et garantir la maîtrise sur notre territoire de briques technologiques critiques.

Dispositifs de soutien pour réaliser l'objectif

Un appel à projets, transverse à l'ensemble des stratégies d'accélération et dénommé « Compétence et métiers d'avenir », a été lancé pour soutenir des projets de réalisation de diagnostics de compétence, mais aussi des projets en matière de formation.

Une stratégie en mouvement qui s'adaptera en fonction des évolutions techniques, économiques et des orientations européennes

Divergence entre la stratégie allemande et celle de la France

L'Allemagne n'a pas d'autre choix que d'importer de l'hydrogène vert

Les besoins allemands en hydrogène « vert » à l'horizon 2030 sont estimés entre 2,7 et 3,3 Mt (principalement pour son industrie). Ils sont 3 à 4 fois supérieurs aux besoins de la France (de 0,6 à 1 Mt).

Ce sont pour l'Allemagne de 90 à 110 TWH/an d'électricité verte qui seront nécessaires en 2030 pour l'électrolyse. Si l'Allemagne devait substituer l'hydrogène gris produit et consommé actuellement par son industrie, elle aurait besoin de disposer dès aujourd'hui de 55 TWH d'électricité supplémentaire.

Or, par manque d'électricité d'origine renouvelable sur son territoire, l'Allemagne ne prévoit de produire, en 2030, que 420 kt d'hydrogène vert, correspondant à une capacité d'électrolyse de 5 GW. C'est ce qui l'a conduite à axer sa stratégie⁽²¹⁾ sur l'importation d'environ 75 % de l'hydrogène vert dont elle a besoin⁽²²⁾.

⁽²¹⁾ BMWi (2020), "Die Nationale Wasserstoffstrategie".

⁽²²⁾ L'actuel gouvernement allemand, au vu de la crise du gaz notamment, est en train de doubler les objectifs de production locale d'hydrogène vert pour la porter à 10 GW. Mais cela ne change pas fondamentalement le diagnostic.

Pour cela, elle consacre 1 Md€ au financement de projets de coopération internationale avec des entreprises étrangères, typiquement des entreprises présentes dans des pays potentiellement exportateurs d'hydrogène vert (par exemple, l'Australie).

De même, elle alloue un même montant de 1 Md€ pour sa plateforme H2global : un système d'appel d'offres à double enchère pour que celle-ci achète de l'hydrogène vert à l'international (en Europe, tout d'abord, mais aussi en Arabie saoudite, au Chili, en Australie ou en Afrique du Nord) avant de le revendre aux industriels allemands (en compensant une partie du coût, correspondant, lorsque c'est le cas, à un prix de l'hydrogène vert supérieur à celui de l'hydrogène gris). L'Allemagne pousse, avec le soutien de la Commission, à la création d'une plateforme H2global au niveau européen dans le cadre du paquet « RepowerEU »⁽²³⁾.

Enfin, du fait d'une forte présence de son industrie dans le sud du pays, alors que ses ressources en EnR sont situées dans le nord, comme le seront les futurs terminaux d'importation d'hydrogène, l'Allemagne va devoir consacrer plusieurs milliards d'euros pour développer un réseau de *pipelines* pour transporter l'hydrogène. Dans le cadre de l'IPCEI Hydrogène, elle a sélectionné 62 projets représentant une enveloppe d'aides de 8 Mds€, dont quinze concernent la construction des infrastructures de transport d'hydrogène par *pipelines* sur environ 1 700 km. Ce sont principalement des infrastructures de transport de gaz reconverties, même s'il y aura aussi la construction de quelques *pipelines* neufs de transport d'hydrogène.

De son côté, la France a fait le choix d'un investissement sans regret dans les électrolyseurs et ne financera pas les infrastructures de transport à court terme

Contrairement à l'Allemagne, la France dispose de la capacité électrique nécessaire pour produire suffisamment d'hydrogène décarboné en réponse aux besoins de son industrie (qui cependant n'a pas le même poids que l'industrie allemande).

Elle a fait le choix de déployer massivement des électrolyseurs, branchés sur le réseau électrique, et donc au plus près des lieux d'utilisation, pour décarboner son industrie et la mobilité lourde. Ce faisant, elle profite de son réseau électrique décarboné existant (nonobstant la nécessité pour RTE de renforcer l'infrastructure électrique pour permettre de réaliser un certain nombre de projets d'électrolyse). Elle minimise ainsi les coûts de transport et de distribution de l'hydrogène et peut en déployer tout de suite la production, sans attendre les autorisations qu'exigent les lourds travaux nécessaires au développement des *pipelines* de transport de l'hydrogène.

⁽²³⁾ Le plan « REPowerEU » définit une série de mesures visant à réduire rapidement la dépendance de l'Union européenne (UE) à l'égard des combustibles fossiles russes et à accélérer la transition écologique, tout en renforçant la résilience du système énergétique à l'échelle de l'UE. Ce plan repose sur une diversification des approvisionnements, le développement des EnR et la sobriété énergétique.

Deux études menées par France Hydrogène et par le Comité stratégique de filière « Nouveaux systèmes énergétiques » montrent que l'investissement dans les électrolyseurs est pour la France un investissement « sans regret » et que les infrastructures de transport d'hydrogène par canalisation pourraient être source de nombreux avantages, mais pas avant 2030 :

- L'étude Hinicio, de juillet 2021, réalisée pour France Hydrogène, a estimé un besoin de 6,5 GW d'électrolyseurs (scénario de référence) correspondant à 6 Md€ d'investissement et à 685 km de canalisations intra-bassins en 2030 (au plan national, sept grands bassins à hydrogène ont été identifiés) pour un coût de 1 Md€ (voir la Figure 8 ci-après).
- L'étude GuideHouse (2021) réalisée pour le Comité stratégique de filière « Nouveaux systèmes énergétiques » (CSF NSE) et consacrée au « Rôle des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène »⁽²⁴⁾, a conclu notamment que « la modélisation conduite indique qu'en massifiant les capacités de production, la mise en œuvre d'infrastructures hydrogène entre les bassins industriels permettrait de réduire le coût de l'hydrogène livré de 10 % d'ici à 2030... ».

Dans un volet additionnel de l'étude, à la demande du CNH, GuideHouse s'est intéressée à l'hypothèse d'une mise en concurrence de la production d'hydrogène décarboné avec une éventuelle production de ce gaz par des installations recourant au vaporeformage (à partir de gaz naturel), mais en y adjoignant le stockage du CO₂ (voie écartée par la France). Il est intéressant de constater que le modèle simulé démontre qu'il sera

⁽²⁴⁾ Étude réalisée pour le CSF NSE à l'initiative de GRTgaz, de HDF Energy, Soladvent, de Storengy, de Teréga et de TotalEnergies, <https://systemesenergetiques.org/le-role-des-infrastructures-de-transport-et-de-stockage-dhydrogene-un-enjeu-de-competitivite-industrielle/>

toujours nécessaire de recourir à l'électrolyse, pour une capacité certes un peu plus faible, mais se situant cependant entre 2,2 et 2,9 GW.

Les points d'inflexion possibles de la stratégie française

S'il n'y a pas d'éléments objectifs à cette heure pour remettre en cause la stratégie française, un certain nombre de sujets doivent encore être suivis de près, car ils peuvent infléchir les orientations de la stratégie précitée.

Les infrastructures de transport par pipelines

La question des besoins en matière d'infrastructures de transport par *pipelines* de l'hydrogène devra être reposée avant 2025. En effet, les études réalisées précédemment ont montré que, même dans un modèle de production par électrolyseurs et avec le développement des usages massifs d'hydrogène vers 2030, les *pipelines* irrigant l'intérieur des grands bassins industriels d'hydrogène mais aussi reliant ces bassins entre eux pourraient faire baisser le coût de l'hydrogène livré ainsi que les coûts d'investissement global des infrastructures de production et de transport. Or, pour disposer d'un réseau de canalisations de transport d'hydrogène suffisamment développé en 2030, il faut lancer le projet cinq ans avant, c'est-à-dire en 2025.

Ponctuellement, un certain nombre de projets de canalisations de transport peuvent trouver leur utilité pour relier des industriels gros consommateurs d'hydrogène à un producteur distant de plusieurs kilomètres. C'est à ce titre que RTE dialogue avec GRTgaz, notamment pour savoir quelle serait l'infrastructure (électrique ou au gaz) la plus pertinente à développer pour déployer l'hydrogène au cas par cas.

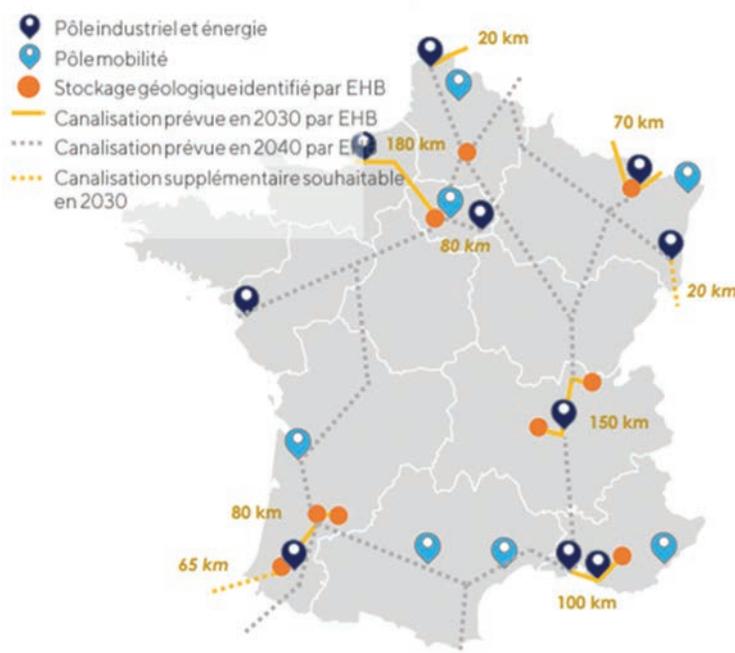


Figure 8 : Étendue du réseau de canalisations de transport de l'hydrogène nécessaire pour raccorder les grands pôles industriels et d'énergie – Source : EU H2 backbone (EHB : European Hydrogen backbone).

S'agissant des projets d'infrastructures transfrontalières (par exemple, cas où le producteur d'hydrogène est en France et l'usine consommatrice en Allemagne), la question du partage des coûts CAPEX et OPEX doit également être posée, car les soutiens financiers apportés par la France ne doivent pas servir à financer la décarbonation des pays voisins.

Compétitivité de l'hydrogène importé en Europe

La stratégie française de production autonome d'hydrogène est à contre-courant de la stratégie allemande, laquelle, comme indiqué *supra*, est basée sur une importation massive. Or, cette stratégie allemande d'importation sera très certainement reprise et même amplifiée par la Commission européenne dans le cadre du plan « RepowerEU ». L'importation massive d'hydrogène « vert » en Europe (venant de certains pays d'Europe du Sud ou d'Europe du Nord, mais aussi d'Arabie saoudite, du Chili, d'Australie ou d'Afrique du Nord) pourrait venir concurrencer la production française d'hydrogène (mais aussi la production indigène allemande).

Déjà, un premier projet de l'américain Air Products d'implantation d'un terminal d'ammoniac à Rotterdam (l'ammoniac sera retransformé en hydrogène vert à l'arrivée) a été annoncé, il devrait être opérationnel en 2026. Il sera ainsi en mesure d'acheminer vers l'Europe la production d'environ 650 kt d'hydrogène vert par an en provenance de son site de Neom en Arabie saoudite.

Ces quantités paraissent très importantes au regard de la production française envisagée par électrolyse (exactement 650 kt/an en 2030), mais il faut bien avoir à l'esprit que les besoins de l'Allemagne et d'autres pays européens s'annoncent encore plus élevés.

Par ailleurs, on a peu de visibilité sur le prix, livré, de l'hydrogène ainsi importé et sur son contenu carbone final (si l'ammoniac est plus facile à transporter que l'hydrogène liquéfié, la transformation successive de l'hydrogène en ammoniac, puis en hydrogène, ainsi que la logistique associée génèrent un coût énergétique et un coût carbone qu'il convient de prendre en compte).

Chaîne de l'ammoniac

La stratégie française n'a pas prévu une utilisation de l'hydrogène décarboné sous forme d'ammoniac. Si la molécule d'ammoniac gagne la partie et son utilisation est généralisée dans la chimie, dans les moteurs à combustion ou dans les piles à combustible, la France devra alors adapter sa stratégie.

Directive RED III et RFNBO⁽²⁵⁾

Au niveau européen, la France défend l'idée d'un hydrogène décarboné produit à partir d'une électricité qui l'est aussi, notamment celle d'origine nucléaire, tandis que d'autres États membres souhaitent imposer l'utilisation d'une électricité produite à 100 % à partir d'énergies renouvelables pour atteindre des objectifs élevés d'incorporation dans les secteurs de la mobilité et de l'industrie. Si l'électricité décarbonée ne peut pas être prise en compte dans le cadre des directives

précitées, un certain nombre de projets de décarbonation de l'industrie (notamment de capture du CO₂, puis de production d'e-fuels/RFNBO à partir d'hydrogène décarboné) ne trouveront pas les débouchés nécessaires pour équilibrer leur modèle économique.

Les enjeux technologiques

Les innovations incrémentales ou de rupture peuvent accélérer le déploiement de l'hydrogène et conforter la stratégie française de production indigène de cette molécule. Les innovations technologiques particulièrement recherchées doivent permettre :

- d'augmenter le rendement et la fiabilité des électrolyseurs (augmentation des densités de courant, mise au point des électrolyseurs AEM (à membranes échangeuses d'anions) ou à haute température SOEC (cellules électrolytiques à oxyde solide) ;
- de produire l'hydrogène grâce à des procédés plus compétitifs ou recourant à des ressources nouvelles (par exemple, la thermolyse et la pyrogazéification – qui consomment moins d'énergie que l'électrolyse – de certaines biomasses (à la condition que ces dernières soient disponibles et exemptes de tout conflit d'usage) ou de combustibles solides de récupération (CSR)) ;
- de faire baisser le coût des équipements (par exemple, en diminuant la quantité des métaux stratégiques utilisés dans les piles à combustible et les électrolyseurs) ou d'augmenter leur durée de vie ;
- de déployer à moindre coût l'hydrogène dans la mobilité lourde (par exemple, il faut investiguer la piste du moteur à combustion à hydrogène, des piles à combustible à forte puissance et moins chères, des réservoirs conformes...) ;
- de faciliter le stockage et le transport de l'hydrogène.

Bibliographies

MCKINSEY & COMPAGNY (2021), "Hydrogen Insights 2021", étude réalisée pour Hydrogen Council, <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>

ADEME (2020), « Rendement de la chaîne à hydrogène, cas du *power to H2 to power* », <https://librairie.ademe.fr/mobilite-et-transport/1685-rendement-de-la-chaine-hydrogene.html>

HINICIO (2021), « Trajectoire pour une grande ambition Hydrogène », étude réalisée pour France Hydrogène, <https://www.france-hydrogene.org/publication/trajectoire-pour-une-grande-ambition-hydrogene/>

BMW (2020), "Die Nationale Wasserstoffstrategie", <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.pdf>

GUIDEHOUSE (2021), « Rôle des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène », étude réalisée pour le CSF NSE à l'initiative de GRTgaz, de HDF Energy, de Soladvent, de Storengy, de Teréga et de TotalEnergies, <https://systemesenergetiques.org/le-role-des-infrastructures-de-transport-et-de-stockage-dhydrogene-un-enjeu-de-competitivite-industrielle/>

⁽²⁵⁾ RED : Renewable Energy Directive ; RFNBO : Renewable Fuels of non biological origin.

RTE (2020), « La transition vers un hydrogène bas-carbone. Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035 », <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf>

RTE (2021), « Futurs énergétiques 2050 », <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>

ADEME (2021), « Transition(s) 2050 : choisir maintenant, agir pour le climat », <https://transitions2050.ademe.fr/>

Une stratégie ambitieuse de développement de l'hydrogène en France : enjeux et défis

Par Philippe BOUCLY
Président de France Hydrogène

La stratégie française de l'hydrogène repose sur trois piliers : 1) décarboner l'industrie et s'appuyer sur les grandes quantités d'hydrogène nécessaires pour développer une filière française de l'électrolyse compétitive ; 2) décarboner la mobilité professionnelle (lourde ou intensive) ; et 3) maintenir un haut niveau d'excellence pour la recherche française et l'innovation et développer les compétences ainsi que la formation.

Pour atteindre les objectifs fixés, la filière française de l'hydrogène doit changer d'échelle et mutualiser les usages de façon à réduire les coûts. Il faut également promouvoir la neutralité technologique et, à côté de l'électrolyse, développer d'autres modes de production (vaporeformage du gaz naturel et CCS, thermolyse de la biomasse, plasmalyse du méthane, etc.). En outre, les politiques de soutien de l'Europe doivent pouvoir s'élargir à l'hydrogène bas-carbone, notamment pour atteindre les cibles ambitieuses affichées par le plan « REPower EU ».

Le déploiement des technologies de l'hydrogène doit être un levier de réindustrialisation. Enfin, accéder à moyen terme à une électricité peu chère et à un marché organisé de l'hydrogène grâce à une infrastructure de transport et de stockage adaptée est un enjeu clé pour les producteurs et les consommateurs.

La répétition de plus en plus fréquente d'épisodes climatiques violents fait de plus en plus prendre conscience de la réalité du changement climatique et augmente la nécessité de trouver des solutions. Parmi les moyens de lutte, l'hydrogène apparaît à l'heure actuelle comme l'une des solutions, et ce essentiellement pour trois raisons : tout d'abord, le coût des énergies renouvelables a baissé de façon considérable au cours de la décennie passée : par exemple, le coût de l'énergie solaire a été divisé par 10 en dix ans. Par ailleurs, le coût des technologies de l'hydrogène a lui aussi considérablement baissé : ces technologies qui étaient, il y a quelques dizaines d'années, réservées à la conquête de l'espace ou à la Défense sont aujourd'hui d'un accès facile pour d'autres secteurs de l'économie. Enfin, l'hydrogène apparaît comme le moyen de stocker des quantités massives d'énergie en inter-saisonnier. En effet, l'électricité, qui, actuellement, constitue une part correspondant à 20-25 % de la consommation finale d'énergie, va à l'avenir prendre une part plus importante : la plupart des modèles de prospective lui accordent une place représentant de 50 à 60 % de la consommation finale à l'horizon 2050. Cette électricité sera produite par le biais des énergies décarbonées, en particulier renouvelables (solaire et éolienne) ; par conséquent, des quantités importantes d'énergie devront être stockées entre l'été et l'hiver pour assurer les besoins tout au long de l'année. L'hydrogène apparaît à l'heure actuelle comme le seul moyen de stockage de ces grandes quantités d'énergie.

Dans le monde, plus de quarante pays ont désormais une stratégie ou une feuille de route Hydrogène. La France se situe dans le peloton de tête aux côtés de l'Allemagne, du Japon, de la Corée du Sud et de la Chine.

La stratégie française de développement de l'hydrogène

Le 8 septembre 2020, le ministre chargé de l'Économie et des Finances, Bruno Le Maire, et la ministre de la Transition écologique, Barbara Pompili, ont présenté la stratégie française de l'hydrogène. Cette stratégie repose sur trois piliers :

- décarboner l'industrie et s'appuyer sur les grandes quantités d'hydrogène nécessaires pour développer une filière française de l'électrolyse compétitive et atteindre une puissance d'électrolyse de 6 500 mégawatts à l'horizon 2030 ;
- décarboner la mobilité professionnelle, c'est-à-dire la mobilité lourde (bus, autocars, camions, bennes à ordures, trains, bateaux, avions) ou intensive (logistique du dernier kilomètre, taxis) ;
- et, enfin, maintenir un haut niveau d'excellence pour la recherche française et l'innovation en matière d'hydrogène et développer en la matière les compétences ainsi que la formation.

Cette stratégie a été dotée d'un budget de 7,2 milliards d'euros et d'une gouvernance assurée par le Conseil

national de l'hydrogène que président les ministres chargés de l'Économie et de l'Écologie et que coprésident les présidents d'Air Liquide, Benoît Potier, et de Faurecia, Patrick Koller.

Aux 7,2 milliards d'euros alloués initialement par le gouvernement se sont ajoutés 1,9 milliard d'euros dans le cadre de la mise en œuvre du plan France 2030 présenté par le président Emmanuel Macron, le 12 octobre 2021. Si l'on tient compte des divers budgets mobilisés par ailleurs (par exemple, les programmes de recherche Coram et Corac en matière de décarbonation de l'industrie), c'est environ 10 milliards d'euros qui devraient être consacrés par le gouvernement au développement de la filière française de l'hydrogène jusqu'en 2030.

Pour préciser cette vision stratégique, France Hydrogène a mené au cours du premier semestre 2021 une étude du déploiement de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone dans les territoires à l'horizon 2030. Sur la base des consommations actuelles et potentielles d'hydrogène ainsi que sur la base des projets annoncés, il apparaît très clairement que l'hydrogène se développera en France dans le cadre de sept grands bassins : trois des principaux ports français (Dunkerque, Nantes Saint-Nazaire et Fos-Marseille), deux grands axes économiques (l'axe Seine allant du Havre jusqu'à l'aéroport Charles-de-Gaulle, et la vallée du Rhône et le bassin rhônalpin), ainsi que les zones frontalières avec l'Espagne (bassin de Lacq) et l'Allemagne. Ces grands pôles de consommation et leur zone d'influence logistique concentreront près de 85 % de la demande d'hydrogène à l'horizon 2030. Le reste du territoire sera essentiellement concerné par des projets de mobilité le long des grands axes autoroutiers et dans les agglomérations. Le scénario de référence retenu pour cette étude du déploiement de l'hydrogène à l'horizon 2030 confirme l'objectif de disposer de 6 500 mégawatts d'électrolyse pour assurer la production de 680 000 tonnes d'hydrogène. Cependant, compte tenu des exigences renforcées émanant de l'Union européenne (paquet « Fit for 55 ») ou résultant de la législation française (loi Climat résilience, par exemple), France Hydrogène a également étudié un scénario plus ambitieux (le scénario Ambition +) qui porte les quantités d'hydrogène à produire à 1 090 kilotonnes et nécessite pour cela de disposer d'une puissance d'électrolyse de 10 gigawatts.

Dès à présent, les acteurs et les industriels se mobilisent : des projets se mettent déjà en place dans les territoires.

D'ici à la fin 2022, le groupe Stellantis ainsi que la société Hyvia (filiale à parts égales de Renault et de la société américaine Plug Power) produiront des véhicules utilitaires légers à hydrogène : Jumpy, Expert et Vivaro chez Stellantis et Master chez Hyvia.

De son côté, le constructeur de bus SAFRA, basé à Albi, accroît ses capacités de production de bus à hydrogène et va commercialiser une nouvelle gamme dénommée HyCity.

Par ailleurs, Gaussin, constructeur de camions et d'engins de manutention portuaire, dispose désormais

de modèles à hydrogène et développe lui aussi ses capacités de production.

S'agissant de parcs d'autocars, des projets de retrofit apparaissent afin de convertir à l'hydrogène des modèles diesel récemment achetés.

Quatre régions (Grand Est, Bourgogne Franche-Comté, Auvergne Rhône-Alpes et Occitanie) se sont engagées à acheter chacune 3 à 4 rames du train Régiolis hydrogène en cours de développement chez Alstom.

Le maritime et le fluvial à hydrogène se développent également : EODev et son navire alimenté à l'hydrogène liquide Energy Observer 2, les sociétés Neptec et Hynova, etc.

Le milieu aérien est lui aussi très actif au travers de solutions pour les activités au sol (ADP) ou dans les airs (Airbus).

Au plan industriel, des projets d'envergure se mettent en place à l'initiative de grands groupes français. Dans le domaine de la cimenterie, le cimentier VICAT associé à Hynamics, filiale Hydrogène d'EDF, développe le projet HYNNOVI sur le site de la cimenterie de Montalieu (en Isère) afin de combiner le carbone rejeté par le *process* cimentier avec l'hydrogène produit par un électrolyseur de 330 mégawatts pour produire 200 000 tonnes de méthanol par an. Dans le domaine des engrais, Boréal envisage de décarboner la fabrication de ses engrais dans le cadre d'un projet d'électrolyse de 30 mégawatts développé avec Hynamics sur la plateforme de Chalampé-Ottmarsheim (dans le département du Haut-Rhin). En Normandie, Air Liquide développe un projet de 200 MW dans le but de décarboner les industries situées entre Rouen et Le Havre. Enfin, dans le Sud, à la raffinerie de La Mède, TotalEnergies et Engie développent un projet de 40 MW d'électrolyse alimenté par un champ solaire de 100 MW.

Dans le domaine de la mobilité, les projets d'importance se multiplient : projet EasHymob en Normandie, projet ZEV (Zero Emission Valley) en Auvergne Rhône-Alpes, flotte de bus à hydrogène à Dijon, corridor H₂ en Occitanie...

Des projets d'infrastructures de transport de l'hydrogène émergent également. Par exemple, des projets portés par GRTgaz tel que le projet MosaHYc qui consistera à alimenter l'aciérie de Saarstahl dans la Sarre à partir d'hydrogène produit à Saint-Avold en Lorraine, ou le projet Rhyne entre l'Alsace, la Suisse et le Bade Wurtemberg, ou encore le projet reliant Valenciennes et Mons (Belgique) conduit avec l'opérateur belge Fluxys.

Nombre des différents projets précités reçoivent un soutien financier des régions dans lesquelles ils se développent. Ainsi, toutes les régions françaises ont adopté une stratégie ou une feuille de route Hydrogène, certaines ayant même décidé d'y allouer dès à présent des budgets importants, comme l'Occitanie avec un budget de 150 millions d'euros jusqu'en 2030 ou la région Bourgogne Franche-Comté avec un budget de 90 millions d'euros.

Cette dynamique observée en France se développe dans le cadre européen. La Commission européenne a en effet adopté, en juillet 2020, une stratégie Hydrogène visant à produire 10 millions de tonnes d'hydrogène par an grâce à une capacité d'électrolyse de 2 x 40 gigawatts développée sur le territoire de l'Union et également aux marges de l'Europe (en Afrique du Nord et en Ukraine).

Reconnaissant le caractère stratégique du développement des technologies de l'hydrogène et donc la nécessité de le soutenir financièrement, les États membres ont convenu que ce développement devait s'inscrire dans le cadre d'un IPCEI dédié (Important Project of Common European Interest – Projet important d'intérêt européen commun (PIIEC)). Cela permet en particulier d'assouplir les règles en matière d'aides d'État et autorise ainsi les États membres à financer les projets notifiés par la Commission européenne.

Le 18 mai dernier, conséquence directe de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, la Commission européenne a publié un plan intitulé « RE Power EU » visant à s'affranchir le plus rapidement possible des énergies fossiles russes. À travers ce plan, la Commission relève considérablement les objectifs pour 2030 qu'elle avait affichés dans sa stratégie de juillet 2020 et dans le paquet « Fit for 55 » publié le 14 juillet 2021.

Le maître mot désormais est « accélération » au travers de plusieurs ambitions :

- doubler d'ici à 2030 les quantités d'hydrogène décarboné (passer ainsi de 10 à 20 millions de tonnes par an) ;
- relever les objectifs affichés pour les RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin – Combustibles renouvelables d'origine non biologique) en faisant passer leur utilisation de 50 à 75 % dans l'industrie et de 2,6 à 5 % dans les transports ;
- doubler d'ici à 2025 le nombre des « vallées Hydrogène » (23 actuellement) ;
- apporter un soutien à trois corridors d'importation : la Mer du Nord (la Grande-Bretagne et la Norvège), l'Afrique du Nord (le Maroc et l'Égypte) et l'Ukraine (« dès que possible ») ;
- développer les infrastructures de transport par canalisation et de stockage massif et augmenter la capacité des terminaux de réception d'ammoniac.

Pour accompagner et faciliter cette accélération, la Commission européenne :

- propose de doubler le Fonds de l'innovation pour le porter à 3 milliards d'euros ;
- propose la mise en place d'une plateforme d'achats conjoints d'hydrogène sur la base du volontariat. Cette démarche intitulée « Global European Hydrogen Facility » est calquée sur le modèle du programme « H2Global » allemand consistant à favoriser la production et l'importation d'hydrogène par un système de double enchère, acheteurs et fournisseurs s'engageant respectivement sur un an et dix ans ;
- recommande de mettre en place des normes et des certifications afin de garantir le caractère renouvelable de l'hydrogène importé.

Dans ce cadre bien établi et favorable à son développement, la filière française de l'hydrogène doit faire face aux quatre défis suivants :

• Réduire les coûts

Les technologies de l'hydrogène sont matures ; les nombreux démonstrateurs développés jusqu'à présent l'ont largement montré. Cependant, leur coût reste très élevé en raison de leur faible déploiement. La filière doit donc désormais changer d'échelle, notamment mutualiser les usages de façon à réduire les coûts. Ce but peut être atteint en développant des écosystèmes territoriaux d'envergure qui regrouperont des usagers de l'industrie, de la mobilité, voire de l'énergie. Ce changement d'échelle peut être illustré par un chiffre : le facteur 1 000. En France, actuellement, à peine 400 véhicules fonctionnent à l'hydrogène, le scénario « Ambition + » de France Hydrogène vise 450 000 véhicules à l'horizon 2030. En matière d'électrolyse, c'est à peine 5 mégawatts qui produisent actuellement de l'hydrogène vert en France, l'objectif est de porter cette puissance entre 6,5 et 10 GW à l'horizon 2030.

• Promouvoir la neutralité technologique

La stratégie française de l'hydrogène promeut l'électrolyse comme moyen privilégié de production de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone. Tout en reconnaissant que cette technologie est la plus mature et permet d'atteindre rapidement les quantités souhaitées, d'autres technologies permettent également de produire de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone, notamment la production d'hydrogène par vaporeformage du gaz naturel sous réserve que soit associée à ce procédé une unité de captage et d'utilisation ou de séquestration du gaz carbonique. La production d'hydrogène est également possible par thermolyse à partir de la biomasse (à noter, en particulier, le procédé Hynoca de la société Haffner qui produit de l'hydrogène à partir de résidus de bois). De même, des procédés de plasmalyse (par micro-onde ou par torche à plasma) sont à développer.

Cette neutralité technologique doit également être promue auprès des instances de la Commission européenne afin que soit reconnu le fait que la production d'hydrogène à base d'une électricité d'origine nucléaire permet une production bas-carbone de ce gaz sans rejet de CO₂ dans l'atmosphère. C'est tout l'enjeu de la taxonomie verte, des actes délégués de la directive sur les énergies renouvelables (RED II) et de l'établissement d'un seuil (3,38 kgCO₂/kgH₂) en dessous duquel l'hydrogène sera reconnu renouvelable ou bas-carbone. Les politiques de soutien de l'Europe doivent pouvoir s'élargir à l'hydrogène bas-carbone, notamment pour atteindre à horizon 2030 les cibles réhaussées d'hydrogène décarboné dans l'industrie (75 %) et les transports (5 %), telles que fixées dans le plan « REPower EU ».

• Contribuer à la réindustrialisation de l'économie française

Sur ce point, les directives du ministre chargé de l'Économie et des Finances, Bruno Le Maire, sont très claires : il s'agit de faire du déploiement des technologies de l'hydrogène un levier de la réindustrialisation

de notre territoire. C'est tout le sens des projets de *gigafactories* qui ont été annoncés par la Commission européenne le 15 juillet dernier dans le cadre de la première vague de l'IPCEI dédié : *gigafactories* d'électrolyseurs de McPhy, John Cockerill, Elogen et Genvia, piles à combustible de Symbio, productions de Faurecia, Plastic Omnium, Hyvia, Alstom et Arkema.

Ces projets de développement de l'hydrogène doivent s'accompagner de la création de valeur et d'emplois sur le territoire national. Cette démarche est en particulier facilitée par la mise en place de plateformes : solutions de l'industrie du futur, Boost French Fab ou la plateforme Quatrium du CETIM. À cet égard, on peut saluer la reconversion de certaines industries, telle celle de l'équipementier Bosch, dont l'usine de Rodez évolue, passant de la production de composants pour moteurs diesel à celle d'éléments pour les piles à combustible.

Enfin, cette réindustrialisation doit s'accompagner d'un vaste mouvement de formation afin de disposer de la main-d'œuvre nécessaire à la mise en œuvre des différentes technologies précitées. Au cours de l'année 2020, France Hydrogène a établi un référentiel des métiers de l'hydrogène : 84 métiers ont été recensés, dont 17 sont dès à présent en tension. Ce sont les métiers du travail des métaux (soudeurs, tuyauteurs, chaudronniers), mais également les métiers de la maintenance (techniciens) et les emplois de chef de projet. Ce travail se poursuit par un recensement des formations existantes en lien avec ces technologies et par un travail d'adaptation des formations ainsi identifiées afin de leur apporter un complément en matière d'hydrogène. Afin d'amplifier cette démarche, France Hydrogène a signé, en mai dernier, une convention avec l'AFPA, dont les compétences en matière d'ingénierie de formation sont largement reconnues, ainsi qu'avec CCI France, dont le réseau permettra de sensibiliser un maximum de PME-PMI à l'intérêt pour elles de l'hydrogène en termes de possibilités de développement.

• Accéder à une électricité peu chère

L'hydrogène est essentiellement de l'électricité faite gaz ! Il présente ainsi les qualités du gaz, c'est-à-dire la possibilité d'un stockage massif. Compte tenu des règles actuelles de marché, si les installations d'électrolyse sont alimentées directement *via* le réseau, il en résulte un coût très élevé pour l'hydrogène produit. Il faut donc rechercher des voies alternatives, telles que des PPA (Power Purchase Agreement), des contrats établis sur une durée de quinze à vingt ans avec un prix déterminé et prévisible, ou des modèles de type Exeltium qui ont permis dans le passé à des consommateurs électro-intensifs de maintenir leur activité en France.

Vers l'instauration d'un marché européen de l'hydrogène

Sous l'égide de la Commission européenne, les pays européens s'organisent pour mettre en place un véritable marché commun de l'hydrogène. L'hydrogène qui est encore aujourd'hui considéré majoritairement

comme un produit chimique va, avec le développement des usages, devenir une marchandise (une « commodity ») nécessitant, à l'instar de ce qui est fait pour l'électricité ou le gaz naturel, une infrastructure sous-jacente permettant d'organiser les transactions entre producteurs et consommateurs d'hydrogène. L'organisation de ce marché fait actuellement l'objet de discussions autour du « Gas Package » publié par la Commission en décembre 2021. Dès à présent, 31 opérateurs européens de transport de gaz naturel ont évalué le réseau nécessaire, soit une dorsale européenne de l'hydrogène (European Hydrogen Backbone) qui s'étendrait sur 28 000 kilomètres en 2030 et sur 53 000 kilomètres en 2040 pour assurer les objectifs ambitieux affichés par la Commission européenne dans le cadre du REPower EU.

La possibilité pour les producteurs et les consommateurs d'accéder à un marché organisé grâce à une infrastructure de transport et de distribution interconnectée constitue un enjeu majeur d'optimisation et de transparence économique. Les consommateurs bénéficieront ainsi de possibilités de mise en concurrence des différentes sources d'approvisionnement leur permettant de bénéficier d'un prix optimisé de l'hydrogène. En outre, la possibilité d'accéder à des stockages souterrains massifs *via* l'infrastructure de transport garantira la capacité d'assurer à tout moment l'adéquation entre une offre d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone et la consommation de celui-ci dans les secteurs de l'industrie et de la mobilité.

S'agissant de la France, sa position géographique particulière entre des pays richement dotés en énergies renouvelables et capables de produire massivement de l'hydrogène renouvelable pour un coût modéré (Espagne, Portugal, Afrique du Nord) et des pays du Nord très demandeurs d'hydrogène bas-carbone ou renouvelable (Allemagne, Pays-Bas), peut lui conférer un statut de pays de transit de l'hydrogène produit dans le sud de l'Europe à destination du Nord. Ces infrastructures de transit d'hydrogène *via* la France offriront également l'accès pour les consommateurs français à un coût avantageux à de l'hydrogène renouvelable. Ainsi que l'indiquait le président Macron lors de la présentation de son plan France 2030 en octobre dernier : « il y a deux grandes stratégies de production d'hydrogène vert : il y a une stratégie qui consiste à aller très loin pour utiliser les énergies renouvelables pour faire l'électrolyse et réimporter l'hydrogène ainsi produit, un peu comme on le fait avec le gaz liquéfié, et il y a une deuxième stratégie qui va être le cœur de la nôtre – mais l'on fera les deux –, qui va être d'essayer d'en produire beaucoup chez nous, parce que l'on a la possibilité de faire de l'électrolyse très décarbonée. »

Il est évidemment prématuré d'établir dès à présent un calendrier du développement de ces interconnexions entre les différents bassins français et les réseaux d'hydrogène des pays voisins (l'Espagne, l'Allemagne ou les Pays-Bas). Ce développement se fera sur la base de la demande des clients ; c'est dans ce sens que GRTgaz et TERECA ont réalisé une consultation du marché. Des démarches analogues ont déjà été conduites dans d'autres pays européens (en Allemagne, aux Pays-Bas ou encore en Belgique).

Enfin, il importe de souligner que les développements en matière d'infrastructures lourdes, telles que les infrastructures de transport ou de stockage de gaz, relèvent du temps long. Dans la mesure où il faut au moins cinq ans pour que soient mises en œuvre de telles décisions d'investissement, il importe de poursuivre les réflexions destinées à compléter rapidement la stratégie française de l'hydrogène afin que nous soyons prêts à répondre aux sollicitations du marché et offrir ainsi, dans la durée, au consommateur français une alimentation en hydrogène de qualité et à des conditions économiques acceptables. Il y va du développement pérenne ou à tout le moins du maintien de l'activité de certains industriels sur le sol national.

En conclusion, l'Europe se doit de relever un double défi : en premier lieu, climatique, en réduisant ses émissions de gaz à effet de serre et, en second lieu, géopolitique, en se libérant sur le plan de son approvisionnement de sa dépendance aux énergies fossiles russes. S'agissant de la France, il s'agit également de faire des technologies de décarbonation, en particulier du développement de l'hydrogène, un levier de réindustrialisation de notre pays.

Avec l'émergence de l'hydrogène (et de ses dérivés : l'ammoniac, le méthanol...) en tant que vecteur énergétique, une nouvelle géopolitique de l'énergie se dessine : des pays jusqu'à présent exportateurs d'hydrocarbures (l'Australie, les Pays du Golfe...) vont progressivement développer ce nouveau vecteur. D'autres, qui sont importateurs d'énergie (le Maroc, le Chili, la Namibie, l'Islande...) vont devenir eux aussi des exportateurs d'hydrogène. Dans ce nouveau contexte, une sage diversification des sources permettra d'éviter de nouvelles dépendances.

Compte tenu des enjeux et de l'ampleur des défis à relever dans ce nouveau monde, le maître-mot sera « coopération » : coopération entre les États, les régions et les entreprises, entre ces dernières et les centres de recherche, entre les grands groupes industriels et les PME-PMI-*start-ups*. De même, en matière de géopolitique, une diplomatie énergétique concertée devra elle aussi voir le jour.

Ce n'est qu'à ce prix que les objectifs ambitieux affichés seront atteints, permettant ainsi une lutte efficace contre le changement climatique et une autonomie stratégique retrouvée pour la France.

Enjeux réglementaires de la maîtrise des risques liés aux nouvelles technologies de l'hydrogène

Par Bruno DEBRAY, Benno WEINBERGER et Franz LAHAIE
Ineris, Verneuil-en-Halatte

L'hydrogène en tant que vecteur énergétique est identifié comme une brique technologique pour la transition vers une énergie à faible émission de carbone. Le nombre des installations mettant en œuvre l'hydrogène et des véhicules utilisant ce gaz comme carburant est appelé à augmenter. Leur diversité devrait également s'accroître. La réglementation va devoir accompagner ces évolutions. Nous présentons dans cet article le cadre réglementaire général applicable aux technologies de l'hydrogène et quelques-uns des enjeux et défis de l'adaptation de ces réglementations pour favoriser l'essor des installations et composants nécessaires à la production de ce gaz et de ses nouvelles applications en matière de mobilité.

Introduction

L'hydrogène en tant que vecteur énergétique est identifié comme une brique technologique majeure pour la transition vers une énergie à faible émission de carbone. En 2020, le gouvernement français lançait un important plan d'investissement de 7,2 milliards d'euros de mise en œuvre jusqu'en 2030, avec pour objectif de soutenir le déploiement à grande échelle des technologies hydrogène (ministère de la Transition écologique, 2020). La mise en œuvre de cette stratégie devrait se concrétiser par l'arrivée sur le marché de nouveaux systèmes à hydrogène. Le nombre des installations mettant en œuvre l'hydrogène et des véhicules utilisant ce gaz comme carburant est appelé à augmenter de façon significative. Leur diversité devrait également s'accroître. Pour que ces innovations et que cette croissance du marché de l'hydrogène ne se traduisent pas par une augmentation des risques technologiques induits, il est essentiel que le cadre réglementaire et normatif liés à la maîtrise des risques considérés et les connaissances scientifiques qui le sous-tendent accompagnent l'évolution de la filière.

Typologie des nouveaux systèmes à hydrogène

L'hydrogène est un gaz bien connu. Il est utilisé depuis des décennies dans l'industrie comme matière première pour de nombreuses réactions chimiques. Il était jusqu'à maintenant produit principalement par reformage à partir d'hydrocarbures fossiles.

Les nouvelles applications de l'hydrogène reposent sur un tout autre modèle de production dans lequel l'hydrogène est produit à partir d'énergies renouvelables ou bas-carbone et est utilisé pour des applications liées à la mobilité ou au stockage et à la restitution d'énergie (*power-to-gas* et *gas-to-power*). Les systèmes à hydrogène se déclinent aujourd'hui autour des fonctions suivantes :

- produire de l'hydrogène à partir d'énergies bas-carbone, en particulier au moyen d'électrolyseurs ;
- stocker l'hydrogène sous une forme comprimée à haute pression dans des réservoirs en matériaux composites ou métalliques, ou sous forme liquide à très basse température (- 253°C) ou encore sous forme d'hydrures métalliques ;
- transporter de l'hydrogène par la route, par navires ou *via* des canalisations ;
- approvisionner en hydrogène des véhicules dans des stations de remplissage ;
- convertir l'hydrogène en électricité pour alimenter des installations ou un réseau électrique, ou le moteur électrique ou thermique d'un véhicule au moyen d'une pile à combustible.

Les véhicules roulant à l'hydrogène, en particulier des véhicules légers et des bus, sont déjà une réalité commerciale. Le développement des véhicules lourds de transport s'accélère. Le train et les navires ont déjà fait l'objet de démonstrateurs et sont eux aussi en phase de déploiement sur la base d'un cadre réglementaire en cours d'élaboration. L'utilisation de l'hydrogène pour les avions gros porteurs est encore à l'état de projet de recherche. Mais quelques démonstrations concernant des avions de plus petite taille (de moins de 9 places) sont déjà en cours.

Les risques associés aux systèmes à hydrogène

L'hydrogène est un gaz très facilement inflammable. En cas de fuite conduisant à son mélange avec l'oxygène de l'air, il peut se former une atmosphère explosive. Les conséquences d'une explosion de l'hydrogène, au regard des effets thermiques et de pression, peuvent être bien plus importantes qu'avec d'autres gaz inflammables en raison d'une vitesse de propagation de la flamme plus élevée dans le mélange air-hydrogène.

Après inflammation, la fuite se transforme en un jet enflammé (ou feu torche) à très haute température (pouvant atteindre jusqu'à 2 100°C dans l'air) difficilement visible en plein jour, son rayonnement se situant principalement dans le domaine ultraviolet.

L'introduction accidentelle d'oxygène dans l'hydrogène peut aussi conduire à la formation d'un mélange inflammable dans les équipements. Ce risque concerne, en particulier, les électrolyseurs et les compresseurs.

En raison de la faible densité énergétique volumique de l'hydrogène, la plupart des systèmes destinés à la mobilité mettent en œuvre ce gaz sous haute pression, jusqu'à 100 MPa (1 000 bars) dans les stations de distribution.

L'éclatement d'une capacité sous pression génère une onde de pression importante et des projectiles. Est aussi instantanément libéré le gaz contenu, qui peut s'enflammer et générer à son tour une explosion ou un flash, dont les effets thermiques et de pression viennent se cumuler avec les effets de l'éclatement.

L'atome d'hydrogène, du fait de sa taille très faible, présente un risque de diffusion au sein des matériaux. Dissout dans certains matériaux, cet hydrogène peut les fragiliser, les dégrader et conduire à des phénomènes de fissuration ou de cloquage lors de la décompression dudit gaz.

À l'état liquide, l'hydrogène présente des dangers spécifiques liés à sa très basse température (- 253°C), en particulier le risque de son dégagement en grande quantité, voire d'un éclatement du réservoir le contenant en cas de perte de l'isolation thermique, avec les risques associés d'explosion, d'incendie, mais aussi de brûlures à basse température.

Les systèmes à hydrogène présentent des dangers plus génériques, dont le traitement est un point essentiel de la démarche de leur mise en conformité :

- risque électrique et électrostatique ;
- compatibilité électromagnétique ;
- risques mécaniques associés aux éventuelles pièces mobiles des équipements de stockage ou de distribution ;
- risques chimiques liés à l'emploi de substances dangereuses, telles que les électrolytes alcalins.

Le cadre réglementaire

L'utilisation de l'hydrogène, qui est effective depuis longtemps dans l'industrie, est encadrée par plusieurs réglementations complémentaires, mais celles-ci

doivent être adaptées pour tenir compte des applications nouvelles.

Le transport de l'hydrogène relève de la réglementation internationale relative au transport de matières dangereuses (ADR, ADN, RID, IATA), laquelle a été transposée dans la réglementation européenne, notamment à travers la directive relative aux équipements sous pression transportables (DESPT), et dans le droit français.

Les installations qui produisent ou mettent en œuvre de l'hydrogène relèvent de la réglementation sur les installations classées (ICPE). Trois rubriques de la nomenclature correspondante concernent directement l'hydrogène :

- la 4715 est relative à tout type d'installations mettant en œuvre de l'hydrogène : celles-ci sont soumises à déclaration à partir de 100 kg d'hydrogène présents sur leur site et à autorisation à partir d'une tonne ;
- la 1416, qui concerne les stations de distribution d'hydrogène pour les véhicules, lesquelles sont soumises à déclaration à partir de 2 kg d'hydrogène distribués par jour ;
- la 3420, qui encadre, entre autres, la production d'hydrogène : elle impose le régime de l'autorisation environnementale pour les installations le produisant en quantité industrielle (voir la Figure 1 de la page suivante).

Les rubriques suivantes s'appliquent également en cas de stockage et de distribution de l'hydrogène liquide ou pour les ateliers d'entretien des véhicules l'utilisant comme carburant :

- la nomenclature 1414 qui s'adresse aux installations de remplissage ou de distribution de gaz inflammables liquéfiés ;
- et la 2930, qui s'applique aux ateliers de réparation et d'entretien de véhicules et engins à moteur utilisant l'hydrogène.

Au sein des installations en lien avec l'hydrogène, le Code du travail s'applique, en particulier la réglementation ATEX, transposée de la directive européenne 1999/92/CE, qui impose d'analyser les risques d'explosion liés aux atmosphères explosives et d'identifier les emplacements où un tel risque existe. L'employeur doit y mettre en œuvre des mesures en vue de protéger les travailleurs : en particulier, il doit installer des matériels certifiés conformes à la directive ATEX 2014/34/UE.

Les composants et systèmes constituant ces installations sont eux-mêmes soumis aux réglementations européennes relatives à la mise sur le marché des produits, et plus particulièrement les directives relatives aux équipements sous pression (DESP) (2014/68/UE), aux machines (2006/42/CE), ATEX (2014/34/UE), à la compatibilité électromagnétique (CEM) (2014/30/UE) et à la basse tension (2014/35/UE).

L'Ineris a rédigé en 2021 un guide (Debray, 2021), avec le soutien financier et technique de l'Ademe et de France Hydrogène. Le lecteur pourra utilement se référer à ce guide (<https://www.ineris.fr/fr/guide-evaluation-conformite-certification-systemes-hydrogene>) pour connaître le détail de la mise en œuvre des directives

Des degrés de maturité divers

Installations classées

Rubriques 4715 (Hydrogène) et 1416 (stations services)
3420 (production d'hydrogène, y.c. par électrolyse)

Adaptation demandées par les acteurs de la filière pour faciliter des projets nouveaux

Mise sur le marché des équipements (certification/marquage CE) DESP/Machines/ATEX/CEM/BT...

Prise en compte du risque explosion essentiellement
par auto-certification (dir. Machines)

Cadre normatif à compléter en appui à la
réglementation

Code du travail (ATEX)

Besoin de guide d'application de la réglementation
- définition des scénarios de référence

Transport de matière dangereuse

Réflexion à mener sur les nouveaux modes de stockage
(réservoirs type IV très haute pression) – adaptation du cadre normatif

Homologation des véhicules et composants (EC) 79/2009 R 134 (à partir de 2022)

Réglementation à compléter/adapter pour la mobilité
lourde, l'hydrogène liquide et la mobilité légère (2
roues tricycles et quadricycles)

Adaptation aux engins de chantier

Ferroviaire Naval Fluvial Aérien Infrastructures Utilisation dans les bâtiments

Réglementation spécifique hydrogène
à développer

Figure 1 : Les différents cadres réglementaires applicables à l'hydrogène en France.

précitées, dont l'application conduit à l'établissement de la conformité et au marquage CE des composants et équipements considérés.

Ces directives spécifient les exigences essentielles en matière de sécurité et définissent un cadre de procédures visant à démontrer que ces exigences sont respectées. Certaines d'entre elles imposent que la conformité soit vérifiée et certifiée par un organisme notifié par les autorités nationales compétentes au niveau de chaque État membre de l'Union européenne.

Le processus d'évaluation de la conformité est décrit dans la Figure 2 de la page suivante. Il exige que le fabricant définisse et documente les caractéristiques de son système et effectue une analyse des risques afin de déterminer les exigences essentielles applicables en matière de sécurité et les mesures et dispositifs de sécurité qu'il doit mettre en œuvre pour maîtriser les risques identifiés.

L'application volontaire de normes européennes harmonisées est reconnue par toutes ces directives comme conférant une présomption de conformité aux exigences essentielles de sécurité. De telles normes font encore défaut pour les systèmes à hydrogène, même si un corpus de normes internationales commence à se constituer au sein du comité de normalisation ISO TC 197.

Les véhicules routiers roulant à l'hydrogène disposent aussi d'un cadre réglementaire spécifique, défini initialement par le règlement (CE) 79/2009 relatif à l'homologation des véhicules, lequel a été remplacé depuis le 5 juillet 2022 par le règlement ONU R134, et par le règlement d'exécution (UE) 2021/535 qui a été publié le 31 mars 2021. Il établit le cadre

réglementaire, les procédures uniformes et les spécifications techniques applicables à la réception de chaque type de véhicules, ainsi que des systèmes, composants et entités techniques distinctes destinés à ces véhicules, en ce qui concerne les caractéristiques générales de leur construction et leur sécurité.

Enjeux des évolutions réglementaires : quelques exemples

Malgré l'existence du socle réglementaire de base décrit précédemment, le déploiement à grande échelle des nouvelles technologies de l'hydrogène soulève des défis réglementaires spécifiques liés principalement au rythme de la massification et de la diversification des applications de l'hydrogène-énergie. Plusieurs organisations européennes ou internationales ont publié des analyses plus globales du cadre réglementaire applicable à l'hydrogène, et ce à diverses échelles. Elles ont défini des feuilles de route stratégiques pour procéder au développement de réglementations adaptées. La liste qui suit n'est qu'un échantillon des réglementations s'appliquant dans le contexte français (Debray, 2021).

Réglementation des installations classées

Accompagnés par des politiques publiques, les industriels innovent pour étendre le champ des nouvelles applications et pour optimiser les coûts afférents dans le but d'accroître les bénéfices environnementaux escomptés de l'hydrogène et de rendre cette technologie soutenable économiquement.

Dans ce contexte, des groupes de travail ont été mis en place par la direction générale de la Prévention des risques (DGPR) dans le cadre d'une feuille de

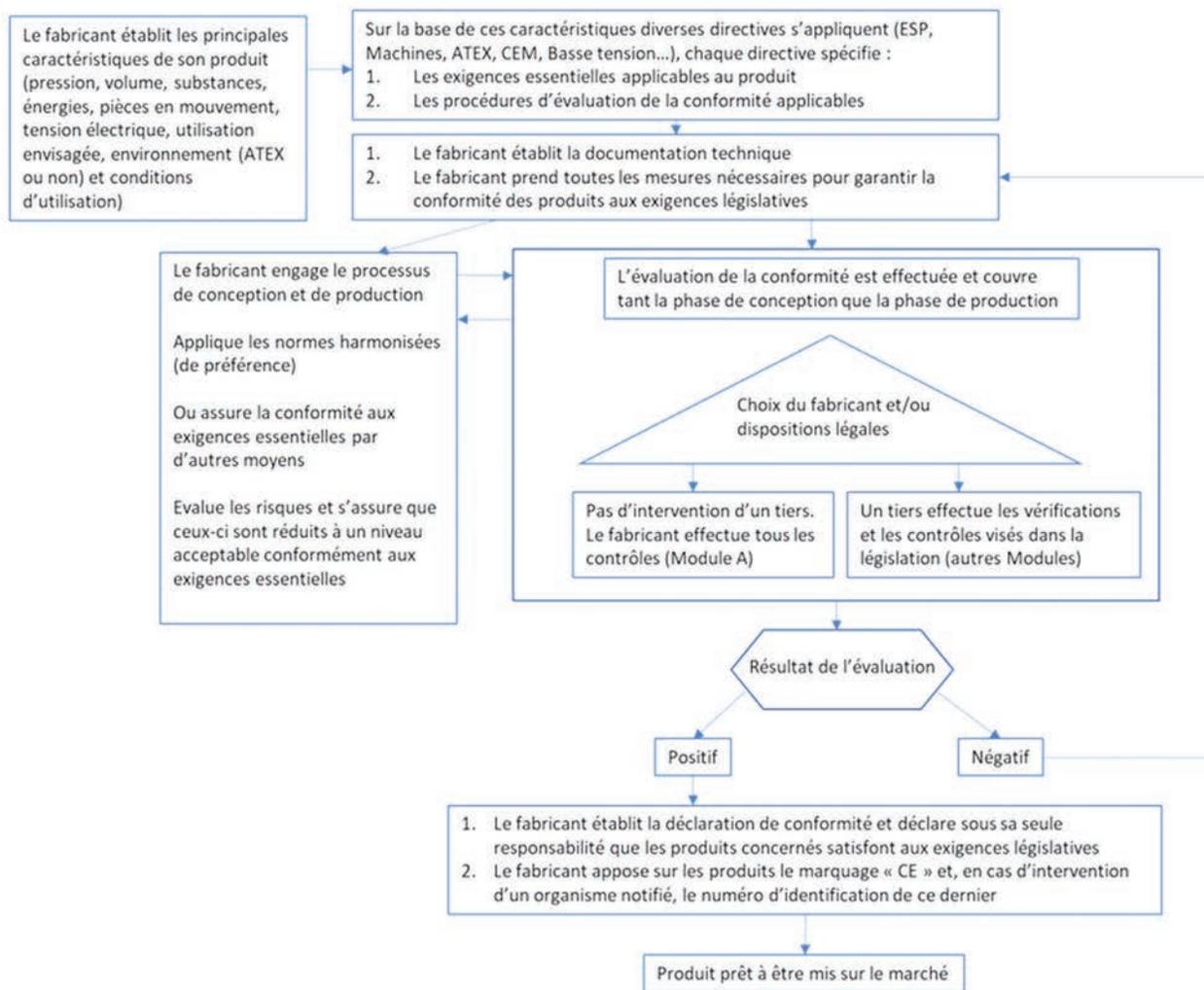


Figure 2 : Processus d'évaluation de la conformité adapté du « Guide bleu » de la Commission européenne sur la mise en œuvre des règles de l'UE relatives aux produits (2016).

route élaborée conjointement avec France Hydrogène, avec pour objectif de faire évoluer les rubriques 4715, 1416 et 3420 de la nomenclature des ICPE et les arrêtés associés dans le but de tenir compte des problématiques soulevées par l'évolution de certaines technologies, dont nous fournissons ci-après quelques exemples.

Ainsi, de nombreuses applications mobiles se développent pour répondre à des besoins temporaires : ce sont des groupes électrogènes ou des stations de remplissage mobiles. Pour permettre l'essor de ces nouveaux systèmes, il s'avère nécessaire de redéfinir des règles qui avaient été pensées initialement pour des installations fixes inamovibles.

Le développement de la mobilité lourde, du train, des navires et, bientôt, des avions va s'accompagner de la nécessité de pouvoir stocker, distribuer et transporter des quantités plus importantes d'hydrogène. Les arrêtés relatifs à la distribution de celui-ci avaient été rédigés initialement en 2015 pour traiter du cas des chariots élévateurs à hydrogène, puis en 2018 pour encadrer le fonctionnement des stations de remplissage des véhicules légers ou des bus. Il va dès lors être nécessaire de repenser les limites en termes de

débit, mais aussi de revoir les distances et dispositifs de sécurité applicables en matière de distribution d'hydrogène.

Dans le même temps, il faudra aussi rendre possible un déploiement massif des installations liées à l'hydrogène, sans aboutir à une intervention accrue de l'administration, ni à une augmentation du risque. Les évolutions réglementaires attendues doivent donc aussi viser à simplifier ou à automatiser ce qui était traité auparavant au cas par cas, et ce en bénéficiant du recul aujourd'hui acquis sur certaines technologies. C'est le cas par exemple du stockage de l'hydrogène pour lequel il est envisagé, mais non encore acté, de créer un régime d'enregistrement (autorisation simplifiée) permettant de traiter de manière plus prescriptive les projets concernant des quantités d'hydrogène dépassant la tonne (mais inférieures à un seuil qui reste à définir), sans recourir systématiquement à des études de danger au contenu répétitif et dont l'apport s'avère limité.

En ce qui concerne la production d'hydrogène, la partie se joue au niveau de l'Europe, puisque le rattachement de la production d'hydrogène à la rubrique 3420 est une conséquence de l'existence de la directive sur les émissions industrielles dangereuses (IED).

L'objectif est ici la maîtrise des émissions associées à la production d'hydrogène par reformage. L'électrolyse étant un procédé ayant de faibles impacts sur l'environnement, il semble légitime, au moins jusqu'à une certaine puissance, de ne pas le rattacher à cette rubrique, laquelle soumet automatiquement la production d'hydrogène à une autorisation environnementale. Des discussions sont actuellement en cours dans le cadre de la révision de cette directive IED.

Réglementations européennes relatives à la mise sur le marché des produits

En ce qui concerne les composants et systèmes encadrés par les directives européennes relatives à la mise sur le marché des produits, les enjeux sont d'abord normatifs. Il n'existe pas à l'heure actuelle de normes européennes (EN) harmonisées spécifiques applicables aux systèmes à hydrogène, même si sont disponibles des normes ISO ou IEC concernant les électrolyseurs, les piles à combustible et les stations de ravitaillement en hydrogène. Il s'agit donc de créer, y compris en adoptant les normes internationales, un socle de normes harmonisées qui doivent permettre de concevoir des systèmes sûrs et conformes en s'appuyant sur une base commune claire et acceptée au niveau européen. Ces travaux sont menés au sein du comité CEN TC 268 et son groupe miroir français, la commission de normalisation E29D « Technologies de l'hydrogène ».

Il faut aussi enrichir le corpus de normes concernant certains composants afin, notamment, de disposer de protocoles d'essai permettant d'évaluer leur tenue sur le long terme, lorsqu'ils sont exposés à l'hydrogène et à des cycles de haute pression. Des moyens d'essai adaptés seront nécessaires. Leur développement est aussi un enjeu important au titre des prochaines années.

La question de la maîtrise du cadre normatif et réglementaire par les fabricants de systèmes à hydrogène est un point important. La réalisation d'une analyse de risque de qualité pour définir les mesures et dispositifs de sécurité à adopter, ainsi que l'élaboration d'un dossier technique robuste sont des étapes cruciales. Pour les systèmes les plus dangereux soumis à la DESP, l'intervention d'un organisme notifié est impérative, ce qui constitue une garantie au regard des risques. En revanche, de nombreux systèmes relèvent de l'auto-certification, y compris en matière de maîtrise du risque d'explosion. Il est alors essentiel de former les fabricants et également de les sensibiliser sur l'importance de produire des dossiers techniques et analyses de risque de qualité. Le développement de schémas de certification volontaires par des organismes certificateurs permettrait aussi aux acteurs qui le souhaitent de bénéficier de l'expertise reconnue d'une tierce partie.

La mobilité routière a été pionnière en matière de développement de l'hydrogène-énergie. Elle bénéficie depuis 2009 d'un cadre réglementaire spécifique (le règlement UE 79/2009). Le modèle initialement conçu pour les véhicules routiers légers a été progressivement adopté pour permettre le développement d'autres appli-

cations de l'hydrogène au profit d'engins de chantier ou de véhicules de manutention, qui ne relèvent pas de la réglementation applicable aux véhicules routiers, mais plus particulièrement des directives Machines et DESP. En l'absence de composants certifiés conformes à ces directives, les fabricants se tournent vers des composants équipant des véhicules routiers à hydrogène. L'évaluation de la conformité de ces systèmes est alors compliquée faute de correspondances entre les réglementations.

Nouvelles applications en matière de mobilité

Si le cadre réglementaire et normatif existe aujourd'hui pour les installations et les véhicules légers, il doit encore être développé pour la mobilité lourde et les nouvelles applications que ce soit les trains, les avions, les navires pour la navigation intérieure ou maritime ou encore les infrastructures connexes.

Pour toutes ces applications, il existe certes un cadre général d'approbation qui a permis l'expérimentation de prototypes au cas par cas, mais les règlements et les normes traitant des spécificités des systèmes à hydrogène doivent être développés pour faciliter la conception et l'homologation de ce type de systèmes sur une base régulière et permettre de passer du stade des démonstrateurs à celui d'un déploiement industriel. C'est l'un des objectifs de la feuille de route de recherche de la Clean Hydrogen Joint Undertaking (2020).

Une difficulté est, à ce niveau, d'arriver à articuler les travaux issus de la communauté historique de l'hydrogène, développés, par exemple, dans le cadre des comités de normalisation ISO TC 197 « Technologies de l'hydrogène » et IEC TC 105 « Piles à combustible », avec ceux des organisations en charge d'élaborer la réglementation ou des normes spécifiques aux nouveaux domaines d'application, des organisations comme l'IEC TC9 « Équipements électriques et systèmes pour les trains » ou l'IMO MSC (International Maritime Organisation – Maritime safety committee).

Le développement de stations de remplissage adaptées est un des enjeux du développement des nouvelles applications en matière de mobilité. Ces stations doivent appliquer un protocole de remplissage garantissant que l'état de charge et la température dans le réservoir du véhicule alimenté ne dépassent pas certaines limites au-delà desquelles le réservoir pourrait être endommagé. Cela implique une maîtrise fine du débit de remplissage. La directive européenne AFI prévoit qu'un tel protocole doit être conforme à la norme EN 17127, c'est-à-dire développé et approuvé par un organisme de normalisation compétent, comme dans le cas du protocole SAE J2601 applicable aux véhicules légers ou directement par les fabricants des véhicules destinés à être ravitaillés en station. Le développement de protocoles adaptés aux besoins de la mobilité lourde est actuellement un sujet de recherche et de développement normatif important.

À l'heure actuelle, il n'y a pas d'obligation de vérification et de certification par un tiers de l'application effective de ces protocoles par les gestionnaires de stations. Les constructeurs se sont organisés pour pallier ce manque

dans le cadre du CEP (Clean Energy Partnership), mais une solution plus pérenne et contraignante est appelée de leurs vœux (Hydrogen Europe, 2020).

Infrastructures

Au-delà de la fabrication des véhicules eux-mêmes et de la construction des stations de remplissage, il sera également indispensable de faire évoluer les infrastructures nécessaires à la circulation des véhicules à hydrogène et d'introduire dans les réglementations qui encadrent la construction et l'exploitation de ces infrastructures des règles spécifiques pour y accueillir des véhicules à hydrogène en toute sécurité. La diversité des infrastructures concernées est grande : tunnels, parkings, ports, aéroports, voies navigables... Le nombre des chantiers réglementaires à ouvrir est donc considérable.

Conclusion

Alors que les technologies de l'hydrogène entrent dans une nouvelle ère, celle du développement de masse, la réglementation et le cadre standard de l'évaluation de leur conformité deviennent de plus en plus riches et spécifiques, en particulier en ce qui concerne les installations industrielles stationnaires et les applications dans la mobilité légère. Le développement de nouvelles applications dans la mobilité lourde, telles que le développement de bateaux, de navires, de trains ou d'avions avec les infrastructures spécifiques associées implique que, dans un avenir proche, un ensemble complet de réglementations nationales, européennes et internationales et de normes spécifiques soit développé.

Références bibliographiques

- CLEAN HYDROGEN JOINT UNDERTAKING (2020), "Strategic Research and Innovation Agenda 2021-2027".
- DEBRAY B. & WEINBERGER B. (2021), « Guide pour l'évaluation de la conformité et la certification des systèmes à hydrogène », Ineris-200574-2467103-v0.1.
- DEBRAY B. & WEINBERGER B. (2021), *Proceedings of 9th international conference on hydrogen safety (IChS2021)*, 21-24 September.
- HYDROGEN EUROPE (2020), "HRS Operational Acceptance Test", Webinar organized by Hydrogen Europe and CEP, 30 juin 2020.
- MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE, « Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France », dossier de presse, 8 septembre 2020.

Références réglementaires

- Directive 2014/68/UE du Parlement européen et du Conseil du 15 mai 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres relatives à la mise à disposition sur le marché d'équipements sous pression, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32014L0068>
- Directive 2006/42/CE du Parlement européen et du Conseil du 17 mai 2006 relative aux machines et modifiant la directive 95/16/CE, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32006L0042>
- Directive 2014/34/UE du Parlement européen et du Conseil du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres relatives aux appareils et systèmes de protection

destinés à être utilisés en atmosphères explosibles, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32014L0034>

Directive 2014/30/UE du Parlement européen et du Conseil du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres relatives à la compatibilité électromagnétique, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32014L0030>

Directive 2014/35/UE du Parlement européen et du Conseil du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres relatives à la mise à disposition sur le marché de matériels électriques destinés à être utilisés dans certaines limites de tension, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32014L0035>

Directive 2011/65/UE du Parlement européen et du Conseil du 8 juin 2011 relative à la limitation de l'utilisation de certaines substances dangereuses dans les équipements électriques et électroniques, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32011L0065>

« Guide bleu » sur la mise en œuvre des règles de l'UE relatives aux produits (2016), [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016XC0726\(02\)&from=BG](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016XC0726(02)&from=BG)

Règlement (CE) 79/2009 du Parlement européen et du Conseil du 14 janvier 2009 relatif à la réception par type des véhicules à moteur fonctionnant à l'hydrogène et modifiant la directive 2007/46/CE, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32009R0079>

Règlement (UE) 406/2010 de la Commission du 26 avril 2010 mettant en œuvre le règlement (CE) 79/2009 du Parlement européen et du Conseil relatif à la réception par type des véhicules à moteur fonctionnant à l'hydrogène, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32010R0406>

Règlement (UE) 2019/2144 du Parlement européen et du Conseil du 27 novembre 2019 concernant les prescriptions pour la réception par type des véhicules à moteur et de leurs remorques, ainsi que des systèmes, composants et entités techniques distinctes destinés à ces véhicules, en ce qui concerne leur sécurité générale et la protection des occupants des véhicules et des usagers vulnérables de la route, modifiant le règlement (UE) 2018/858 du Parlement européen et du Conseil et abrogeant les règlements (CE) 78/2009, (CE) 79/2009 et (CE) 661/2009 du Parlement européen et du Conseil et les règlements (CE) 631/2009, (UE) 406/2010, (UE) 672/2010, (UE) 1003/2010, (UE) 1005/2010, (UE) 1008/2010, (UE) 1009/2010, (UE) 19/2011, (UE) 109/2011, (UE) 458/2011, (UE) 65/2012, (UE) 130/2012, (UE) 347/2012, (UE) 351/2012, (UE) 1230/2012 et (UE) 2015/166, <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/2144/oj>

Règlement 134 de la Commission économique pour l'Europe des Nations unies (CEE-ONU) – Prescriptions uniformes relatives à l'homologation des véhicules à moteur et de leurs composants en ce qui concerne les performances liées à la sécurité des véhicules fonctionnant à l'hydrogène (HFCV) [2019/795], <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/8aad3d19-7870-11e9-9f05-01aa75ed71a1/language-en>

Règlement d'exécution (UE) 2021/535 de la Commission du 31 mars 2021 portant modalités d'application du règlement (UE) 2019/2144 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les procédures uniformes et les spécifications techniques pour la réception par type des véhicules et des systèmes, composants et entités techniques distinctes destinés à ces véhicules, en ce qui concerne leurs caractéristiques générales de construction et leur sécurité, https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_impl/2021/535/oj

Directive 1999/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 16 décembre 1999 concernant les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et de santé des travailleurs susceptibles d'être exposés au risque d'atmosphères explosives, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX%3A31999L0092>

Directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02014L0094-20211112>

Hydrogène, le point de vue d'un régulateur

Par Ivan FAUCHEUX

Membre du collège de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

La crise de l'énergie oblige tous les acteurs du système énergétique à repenser leurs modes historiques de fonctionnement. La brutalité de cette crise, qui trouve son origine dans une brutalité géopolitique encore plus affreuse, accélère ces réflexions et oblige à des actions encore plus rapides qu'elles n'ont été anticipées. L'hydrogène, avant d'être un vecteur énergétique, notamment pour les transports, est une molécule de base pour l'industrie. En raison de sa dépendance au gaz et de son caractère carboné, la production de l'hydrogène par des moyens décarbonés devient donc une urgence climatique, mais aussi géostratégique pour l'Europe et la France.

Dans le présent article, nous entendons donner, en tant que membre de la CRE, le point de vue de cette commission, mais assorti de quelques commentaires plus personnels. À titre de *caveat* liminaire, les chiffres fournis sont souvent pré-crise (notamment pour les prix du gaz et de l'électricité) et doivent donc avant tout être considérés comme des ordres de grandeur. Ne disposant pas d'une boule de cristal suffisamment efficace pour prédire les prix à échéance de trois ans, qui dépendront des conditions d'approvisionnement en gaz par la Russie et de la disponibilité du parc nucléaire pour la France, nous invitons le lecteur à les utiliser comme un *proxy* de premier ordre permettant de se projeter dans un avenir où la crise de la guerre en Ukraine sera gérée, mais où l'urgence climatique demeurera...

L'hydrogène est un élément qui nous envoie rapidement dans les rêves et dans les étoiles. En effet, il est le plus commun de tous les éléments de la galaxie (75 % en termes de masse et 92 % en nombre d'atomes) et compose en particulier les étoiles et les planètes gazeuses, les nébuleuses et le gaz interstellaire. Malheureusement, une fois revenu sur Terre, cet élément se fait beaucoup plus rare et beaucoup plus discret. Pour autant, la transition énergétique et l'urgence climatique obligent à regarder toutes les solutions technologiques qui doivent permettre de décarboner des pans entiers de l'activité humaine.

Lancé en 2019, un groupe de travail du comité de prospective de la CRE a abouti, en juin 2021, à la publication d'un rapport⁽¹⁾, qui a ensuite permis à la Commission de régulation de l'énergie de se positionner de façon plus éclairée sur ce nouveau vecteur énergétique, qui reste avant tout une molécule industrielle présente depuis de nombreuses années dans le paysage économique français.

En regard des aspects de la régulation des réseaux et dans le cadre de la révision du « paquet Gaz », la Commission européenne fonde de grands espoirs sur cette molécule. Ces ambitions se sont concrétisées dans la proposition législative sur la décarbonation

du gaz (de décembre 2021) qui pose les bases d'un marché européen de l'hydrogène, avec notamment :

- la proposition d'un modèle de régulation fortement influencé par le gaz ;
- l'affirmation que les infrastructures de transport doivent jouer un rôle central pour favoriser l'émergence d'un marché concurrentiel ;
- des dispositions transitoires jusqu'à fin 2030 visant à favoriser le développement de la filière.

La communication RePowerEU renforce les objectifs de l'UE et précise des ambitions de production de 10 Mt de ce gaz et des importations à hauteur également de 10 Mt en 2030.

L'hydrogène interpelle donc dorénavant les régulateurs du monde entier, de l'Europe et, plus modestement, le régulateur national, qui doivent tous s'interroger pour savoir si l'hydrogène est une planche de salut pour pouvoir conserver à terme les infrastructures de transport et de distribution de gaz existantes, selon quel dimensionnement, pour quels usages et, enfin, sous quel régime économique ? Cette analyse renvoie aux modes de production de l'hydrogène : on ne peut faire abstraction des réalités techniques et économiques sous-jacentes. En particulier, et eu égard à la nécessité d'avoir accès à des sources d'énergie électrique décarbonées et peu chères, le choix parfois fait de dépendre massivement des importations est une question liée au débat entre renouvelable et décarboné, alors même que

⁽¹⁾ <https://www.eclairerlavenir.fr/rapport-2021-du-groupe-de-Travail-n4/>

l'actuelle crise du gaz doit inciter les régulateurs et les pouvoirs publics à une certaine prudence par rapport aux dépendances résultant de ces importations.

Le premier enjeu pour la production d'hydrogène est sa décarbonation, pas son caractère renouvelable

En termes de maturité des technologies, l'hydrogène décarboné peut être fabriqué soit par des moyens classiques de vaporeformage à partir de gaz naturel et capture et stockage du CO₂ ou soit par électrolyse de l'eau (électrolyse alcaline ou par des membranes à échange de protons). La métrique utilisée est celle du coût au kilogramme d'H₂ produit qui permet de comparer avec celui des actuelles technologies carbonées (1,2 €/kg aux conditions de marché de 2021).

En ce qui concerne la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, les deux intrants qui sont les plus critiques sont, d'une part, le prix de l'électricité (que l'actuelle crise a rendu très volatil) qui détermine la majorité des OPEX et, d'autre part, le prix de l'investissement dans un électrolyseur (que la maturité de la filière rend aussi relativement volatil) corrigé par un facteur de charge (à savoir le nombre d'heures d'utilisation de l'électrolyseur dans l'année). Dans le cadre de ses travaux au titre de l'année 2021, le comité de prospective de la CRE a recensé les différents coûts de production à horizon 2030, tels qu'ils ressortent de différents travaux et instances de concertation (voir le Tableau 1 de la page suivante).

L'actuelle structure du marché de l'électricité – que certains appellent à réformer, mais sans que l'on puisse clairement voir à ce stade quelle autre structure pourrait s'y substituer, tout en restant efficace pour assurer les bons signaux en termes d'équilibrage physique du système – repose sur un prix déterminé par le « dernier » moyen de production appelé en termes de coût marginal. C'est aujourd'hui majoritairement du gaz et de l'hydraulique, ce dernier se positionne en coût de réserve à un niveau très proche du gaz. Si le prix du gaz augmente de 10 €/MWh :

- cela aboutira à une augmentation du coût de l'hydrogène produit par vaporeformage de 30 centimes (en prenant un rendement moyen du vaporeformage de 80 %) ;
- mais cela impactera aussi le prix de l'électricité utilisée de près de 20 € par MWh (en prenant des centrales au gaz disposant de rendements compétitifs d'au moins 50 %), soit une augmentation corrélative légèrement supérieure de l'H₂ produit par électrolyse (plus 40 centimes d'euros)...

Sur la base de l'actuelle structure du mix de production et des conditions actuelles de fonctionnement des marchés, les variations des prix du gaz impactent d'un même ordre de grandeur les coûts de production par vaporeformage que ceux par électrolyse. L'accès à une électricité bas-carbone et compétitive est la première des conditions pour favoriser le développement d'une production européenne d'hydrogène électrolytique décarboné. En conséquence, discriminer l'hydrogène

bas-carbone par rapport à l'hydrogène renouvelable ralentirait et renchérirait la décarbonation de l'industrie et des transports lourds en France et en Europe, et exposerait cette dernière à devoir importer de l'hydrogène. Les débats parfois très colorés sur les « vertus CO₂ » de l'hydrogène en fonction de sa provenance ou de son moyen de production⁽²⁾ ne doivent pas cacher le fait que la France bénéficie d'un parc électronucléaire qui, quand il fonctionne à son optimum, procure un avantage compétitif à l'ensemble des consommateurs nationaux, notamment aux industriels qui sont exposés à la concurrence internationale.

Créer les conditions d'un accès à une électricité compétitive et bas-carbone pour les industriels est donc le premier prérequis pour développer la production d'hydrogène décarboné en Europe. En France, la fin, en 2025, du dispositif relatif à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), dont bénéficient les industriels, notamment électro-intensifs, qualificatif qui pourrait s'appliquer aux producteurs d'hydrogène par électrolyse, renforce cette problématique. Elle interpelle donc au premier chef le régulateur sur les moyens de l'accès, en termes de prix, de volume et de protection sur le plan de la volatilité, à l'énergie nucléaire pour les consommateurs industriels à l'échéance de l'actuel dispositif.

Or, la valeur première donnée à l'hydrogène produit à partir des seules énergies renouvelables est le prisme de la Commission européenne pour l'élaboration à son niveau des différents projets de textes qui traitent de l'hydrogène : révision de la directive RED II, taxonomie, paquet Gaz (voir *supra*), directive sur la taxation de l'énergie, etc. Même si, au final, ces textes (notamment pour la taxonomie et le paquet Gaz) permettent parfois de corriger le tir, mais toujours sous conditions en ce qui concerne les sources décarbonées non renouvelables.

⁽²⁾ En voici un bref aperçu :

- « L'hydrogène blanc » est présent à l'état naturel sous forme gazeuse dans des couches géologiques.
- « L'hydrogène noir » est produit par gazéification du charbon (traitement thermochimique à des températures très élevées). L'hydrogène est dit « noir » lorsqu'il s'agit de charbon bitumineux et « brun » pour le lignite.
- « L'hydrogène gris », le plus courant, est produit à partir de gaz naturel par vaporeformage, procédé qui permet de séparer les molécules d'hydrogène des molécules de carbone avec de la vapeur d'eau.
- « L'hydrogène bleu » désigne l'hydrogène produit par vaporeformage à partir de sources d'énergies fossiles ou de biogaz, couplé à une chaîne de captage, de transport, puis de stockage du carbone (CCS).
- « L'hydrogène turquoise » est obtenu par craquage de méthane en hydrogène et en carbone solide ; il est plus facilement stockable que le CO₂.
- « L'hydrogène jaune » est obtenu par électrolyse à partir de l'électricité issue du réseau et dont la teneur carbone dépend fortement du mix électrique du pays considéré.
- « L'hydrogène rose » est produit par électrolyse d'une électricité directement issue d'une centrale nucléaire, par exemple celle produite par un petit réacteur modulaire (Small Modular Reactor – SMR).
- « L'hydrogène vert » est intégralement produit à partir d'énergies renouvelables à faibles teneurs en carbone (électrolyse d'électricité renouvelable, pyrolyse du méthane ou de la fermentation de biomasse, etc.).

Source	Configuration	Prix de l'électricité ⁽²⁾	CAPEX électrolyseur	Taux de charge	€/kilo d'hydrogène
Hydrogen Council	Autoproduction	13 à 37 \$/MWh	250 \$/kW		2,3 \$ (1,2 \$ dans les régions à fortes ressources renouvelables)
Agence internationale de l'énergie ⁽³⁾	Autoproduction (éolien <i>off-shore</i> en mer du Nord)	38 à 70 €/MWh	581 €/kW	40 à 60 %	2,5 à 3,5 €
RTE	Autoproduction (photovoltaïque, scénario de référence)	43 €/MWh ⁽⁴⁾	700 €/kW	< 30 %	3,8 €
RTE	Autoproduction (scénario optimiste de baisse des coûts du photovoltaïque de 30 % par rapport au scénario de référence)				2,6 €
Comité de prospective de la CRE – Estimation scénario favorable	Réseau	46,2 €/MWh (prix sur le marché de gros à 44 €/MWh + TURPE à 2,2 €) si électro-intensif	250 €/kW	> 50 %	3,1 €
Comité de prospective de la CRE – Estimation défavorable	Réseau	62,24 €/MWh (prix sur le marché de gros à 60 €/MWh + TURPE à 2,2 €) si électro-intensif	500 €/kW	> 50 %	4,3 €
EDF	Réseau	50 €/MWh ⁽⁵⁾	850 €/kW	4 500 à 7 500 h	3,8 €

Tableau 1 : Coût de l'hydrogène à horizon 2030 selon différents scénarios et hypothèses – Source : rapport du comité de prospective CRE.

En outre, le développement des énergies renouvelables dispose déjà d'un cadre législatif abondant permettant de soutenir les filières électriques, gazières et thermiques. Faire de l'hydrogène, dont le développement n'est par ailleurs pas exempt de nombreux risques, un vecteur indirect de soutien aux renouvelables, alors même qu'elles bénéficient de moyens de soutien structurels puissants (en termes financiers), et que conjoncturellement les actuels prix de marché les rendent compétitives, s'opérerait au détriment des autres sources décarbonées et à base d'électricité (à l'instar, mais ce n'est qu'un exemple, du nucléaire...) et ferait peser un risque exogène supplémentaire sur le développement de cette filière.

Incidentement, dans un objectif par ailleurs de neutralité technologique parfois (mais pas toujours) chère à la Commission européenne, et sous réserve de sa fiabilité technologique, le recours transitoire à l'hydrogène produit par vaporemformage de gaz naturel et capture du CO₂ (hydrogène « bleu ») pourrait aussi être encouragé. Il faut « juste » que les émissions de méthane et de CO₂, ainsi que les technologies et la chaîne logistique (transport et stockage) associées à cette technique

⁽³⁾ L'Hydrogen Council n'intègre pas les coûts liés au TURPE, contrairement à EDF.

⁽⁴⁾ Source : AIE, "Hydrogen in North-Western Europe Hydrogen supply and demand, A vision towards 2030", avril 2021.

⁽⁵⁾ Les hypothèses de coût du PV utilisées par RTE sont les suivantes : CAPEX : 550 €/kW, OPEX fixes : 15 €/kW/an, durée de vie : 25 ans, WACC : 5 %/an. Ces hypothèses sont en ligne avec la trajectoire de référence de la concertation en faveur du PV au sol à l'horizon 2035. L'annuité correspondante est de 54 €/kW/an. Avec un facteur de charge simulé de 1 250 h/an (moyenne de l'ensoleillement en France), le coût de revient serait de 43 €/MWh. Seuls 58 % de cette production seraient utilisés pour produire de l'hydrogène, permettant un facteur de charge des électrolyseurs de 38 %. L'excédent de production photovoltaïque (42 % de la production totale) serait vendu sur les marchés de l'électricité au prix moyen de 40 €/MWh.

⁽⁶⁾ EDF estime que le prix de l'électricité sur le marché de gros s'établirait autour de 50 €/MWh dans dix ans. Le groupe retient la moyenne des scénarios indiqués dans la PPE (décret n°2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie), soit 53 €/MWh pour une fourniture en continu. En évitant les heures les plus chères, le coût d'approvisionnement d'une électrolyse est typiquement moindre d'une dizaine d'euros par MWh, tandis que l'on peut considérer qu'il est d'un peu moins de 10 €/MWh au titre de l'accès au réseau (pour des installations de grande taille). D'où un coût d'environ 50 €/MWh.

soient effectivement maîtrisées par les industriels, ce qui n'est pas une mince affaire... Nous nous permettons de citer ici cette option qui reste encore, tant au regard de ses enjeux économiques qu'en raison des modifications de *process* ou des investissements industriels lourds qu'elle requiert dans un contexte économique incertain, beaucoup plus exploratoire que d'autres solutions. Mais l'actuelle crise nous oblige à naviguer à vue, et donc à ne jamais négliger toutes les options qui restent ouvertes. L'exclure *de facto* ne pourrait que conduire à ce que l'hydrogène vert présente une valeur de regret encore plus élevée.

Pour conclure sur cet aspect production, l'indicateur pertinent, bien plus que l'origine de l'énergie primaire utilisée ou même que la technologie employée, est la réduction des émissions de gaz à effet de serre au meilleur coût. En renforçant outre mesure les contraintes sur la production de l'hydrogène décarboné – en particulier sur l'accès à l'électricité –, l'Europe s'expose à devoir importer de l'hydrogène produit en dehors de ses frontières pour décarboner son industrie et ses transports lourds, dans des pays où les énergies renouvelables sont plus compétitives (sont régulièrement évoqués les pays du Maghreb et du Golfe persique, le Chili, l'Australie, etc.), et avec à la clé une perte importante de souveraineté. Les récents événements survenus en Ukraine devraient amener à réfléchir sur des stratégies d'une importation massive (couvrant plus de 50 % des besoins) d'hydrogène, si tant est que cette molécule devienne effectivement un pilier de la transition énergétique et donc une clé de voûte de nos secteurs économiques...

Quels utilisateurs ? Quel impact sur les réseaux ?

Dans le cadre de ses travaux, le comité de prospective de la CRE a établi un tableau classant par ordre de mérite les différents usages de l'hydrogène en termes de coût à la tonne de CO₂ évité (hypothèse prise d'une production par électrolyse au premier chef et constat étant fait que le prix de l'électricité joue « au même ordre » quand il existe des alternatives, notamment électriques comme les batteries), et surtout au regard de l'existence ou non d'alternatives bas-carbone. Ce tableau établi en 2021 qui présentait des coûts à la tonne de CO₂ évités de l'ordre de 100 € pouvait à l'époque paraître hors-sol. Les prix actuels de la tonne de CO₂ lui redonnent une plus grande pertinence au regard de l'urgence à agir (voir le Tableau 2 de la page suivante).

Ainsi, au premier rang des secteurs les plus difficiles à décarboner et ne disposant pas d'alternative évidente quand l'hydrogène est utilisé comme matière première, se trouve l'industrie. Sont concernées :

- d'une part, les industries qui utilisent déjà l'hydrogène comme intrant, à savoir le raffinage du pétrole (60 % du volume utilisé), la production d'ammoniac pour fabriquer des engrais (25 %), la chimie pour produire notamment du méthanol (10 %), la verrerie ou encore la métallurgie et l'industrie du chlore (5 %). En France, près de 900 000 tonnes d'hydrogène sont utilisées annuellement dans ces secteurs, qui émettent

11 Mt de CO₂, soit plus de 2 % des émissions totales françaises et 15 % de celles de l'industrie ;

- d'autre part, certaines industries très émettrices pourraient utiliser l'hydrogène pour décarboner leurs processus, telles la métallurgie (réduction directe de l'acier avec l'hydrogène) ou les cimenteries (valorisation des fumées en mélange avec de l'hydrogène pour produire des produits chimiques).

D'autres secteurs peuvent permettre de faire émerger des modèles économiques compétitifs : le transport lourd ou ferroviaire quand on intègre des enjeux de « zéro émission », mais aussi, et surtout, des contraintes opérationnelles de temps de recharge par exemple. Dans ce cas, le seul coût de la tonne de CO₂ évitée n'est plus le seul avantage par rapport à des solutions de type batterie ou bio-GNV... L'hydrogène fait certes valoir en la matière son temps de recharge et son poids faible, mais aussi *a contrario* son volume élevé ou les contraintes qui pèsent sur son stockage et sa distribution en termes de sécurité. Mais tous les secteurs du transport ne valorisent pas de la même façon le temps d'indisponibilité du véhicule ou le poids de celui-ci. Sont *a priori* concernés au premier chef les transports lourds ou des véhicules soumis à un usage intensif (par exemple, un taxi utilisé 24 heures sur 24). Mais y a-t-il alors besoin de déployer des infrastructures maillant finement le territoire ?

Les usages industriels ne concernent au plus que quelques dizaines de sites en France, avec une demande localisée d'hydrogène décarboné notamment dans des zones industrialo-portuaires (notamment Dunkerque, bassin de Fos-sur-Mer ou l'embouchure de la Seine), permettant ainsi une mutualisation de son utilisation pour répondre aux besoins, à plus long terme, des secteurs maritime et aérien, voire du transport routier de marchandises sur longue distance, dont les objectifs en termes d'incorporation de carburants de synthèse (produit notamment à partir d'hydrogène) se renforcent. En suivant cette logique, le besoin de consommation étant très localisé à court et, peut-être même, à moyen terme, la construction d'une infrastructure paneuropéenne de stockage et de transport d'hydrogène, ainsi que sa régulation sur le modèle de celle du gaz naturel, comme l'envisage la Commission européenne, expose la collectivité à des coûts échoués importants. En effet :

- les incertitudes sont fortes quant à l'évolution de l'offre et de la demande d'un hydrogène bas-carbone en dehors des usages industriels, compte tenu du coût de cet hydrogène et de l'existence d'alternatives décarbonées (notamment électriques) pour de nombreux usages (chaleur, transport). Le développement des infrastructures de transport et de stockage doit donc tenir compte de cette incertitude et se faire sur la base de besoins clairement identifiés pour éviter les coûts échoués supportés *in fine* par les consommateurs. Il est utile de rappeler que le marché du gaz naturel et l'infrastructure associée se sont développés dans le cadre de modèles intégrés, sur la base de besoins foisonnants et de contrats de long terme offrant de la visibilité aux acteurs et permettant d'amortir l'investissement réalisé dans les infrastructures. Le marché de l'hydrogène en est loin.

Usage	Surcoût à horizon 2030 (hydrogène à 3 €/kg)	Coût de la tonne de CO ₂ évitée	Existence d'une alternative décarbonée plus abordable
Industrie			
Substitution à l'hydrogène gris (raffinerie production de méthanol et d'ammoniac)	+ 100 % par rapport à l'hydrogène produit par vaporeformage	150 €	Non
Sidérurgie (DRI-EAF)	+ 50 % pour le coût de la tonne d'acier, hors coûts significatifs d'investissement (1 Mds € pour DRI + four électrique)	100 €	Acier recyclé pour les usages à acier de moindre qualité
Transports			
Véhicules légers	+ 20 à + 100 % par rapport au véhicule diesel		Oui : le véhicule électrique
Bus, poids lourds, véhicules utilitaires	0 à + 50 % par rapport au camion diesel	410 €	Oui : les batteries électriques dans certains cas, et le bioGNV mais avec des incertitudes pour ce dernier sur les quantités disponibles et du fait qu'il est moins efficace pour réduire la pollution de l'air
Train	+ 9 à + 41 % vs train diesel		Cela dépend des lignes (batterie, électrification)
Power-to-gas			
Injection dans les réseaux de gaz	75 €/MWh vs 22 €/MWh pour le gaz naturel	300 €	Oui : le biométhane à 60 €/MWh hors externalités positives, mais avec des incertitudes sur sa disponibilité
Méthanation du CO ₂ , puis injection de celui-ci dans les réseaux de gaz	200 €/MWh	800 €	Oui : le biométhane, mais des incertitudes au regard de sa disponibilité
Power-to-gas-to-power			
Stockage et conversion en électricité	200 à 300 €/MWh	400 €	Oui, à court terme, mais pas pour le stockage inter-saisonnier au-delà de 2035 en cas de hausse de la part des renouvelables à plus de 40% du mix.

Tableau 2 : Classement par ordre de mérite des différents usages de l'hydrogène à horizon 2030.

- les consommateurs industriels ont des besoins parfois très spécifiques en termes de qualité de l'hydrogène consommé. C'est notamment pour cette raison que 90 % de l'hydrogène « gris » est aujourd'hui produit et autoconsommé par les industriels eux-mêmes, directement sur site et selon leurs propres standards de qualité. Par ailleurs, lorsque la production d'hydrogène est sous-traitée (souvent sur le site même de l'industriel), l'approvisionnement se fait *via* des appels d'offres dans le cadre d'un marché de l'hydrogène aujourd'hui concurrentiel.

De plus, le développement de réseaux privés d'hydrogène, existants et futurs, fait partie des options à étudier (comme pour l'électricité à ses débuts). Leur entrée en régime régulé ne doit être envisagée que s'il s'avère que le contrôle de ces infrastructures par des opérateurs privés restreint la concurrence de manière préjudiciable pour l'économie européenne. Toutes ces réflexions font par ailleurs l'hypothèse sous-jacente du caractère inadapté de l'injection d'hydrogène dans les réseaux en mélange avec du gaz naturel, laquelle soulève des problématiques techniques (notamment des problèmes d'adaptation des infrastructures et des équipements situés en aval) et économiques (l'hydrogène décarboné est un bien rare et coûteux, dont une grande partie de la valeur serait détruite en cas de mélange avec du gaz naturel).

Conclusion

L'hydrogène reste une solution incertaine dans un monde énergétique qui vit une révolution majeure de son histoire : une transition bas-carbone qui s'impose, mais qui se heurte à une forte dépendance aux énergies fossiles que les événements tragiques qui se déroulent en Ukraine nous rappellent douloureusement à un double titre : cette dépendance assure à la Russie les moyens financiers de mener une offensive militaire tragique et elle illustre combien le décalage entre la vision irénique d'une Europe décarbonée ou verte et la réalité d'une économie encore très majoritairement fossile nous rappelle, pour reprendre une citation de Lénine, que « les faits sont têtus ». Et si l'on me permet de détourner une seconde de ses citations, qui disait que « le communisme, c'est le pouvoir des Soviets, plus l'électrification du pays », je dirai que je ne sais pas ce que sera la transition énergétique en termes de gouvernance ; en revanche, je peux dire sans me tromper que « la transition énergétique, c'est l'accélération de l'usage de vecteurs énergétiques par nature décarbonés ». À ce niveau, ne pourrions-nous pas citer l'électricité au premier rang, puis le biogaz et, pourquoi pas, l'hydrogène ? Mais qui dit vecteur énergétique, dit souvent réseaux. Et, à cet égard, le développement de l'hydrogène demeure un enjeu pour le régulateur pour ne pas passer à côté d'opportunités en matière de protection des consommateurs, mais aussi pour ne pas partir bille en tête dans des solutions de régulation ou des choix technologiques ou de soutien qui ne seraient pas reliés de façon directe à des objectifs de décarbonation et qui, embarquant d'autres enjeux, souvent de nature plus politique et parfois moins étayés d'un point de vue technique ou économique, ferment des portes, augmentent les risques ou détruisent de la valeur à terme.

Un atout majeur dans la stratégie française : le projet important d'intérêt européen commun (PIIEC/IPCEI) sur l'hydrogène

Par Olivier MARFAING

Direction générale des Entreprises (DGE), ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique

Le développement de la filière hydrogène recouvre un double enjeu, à la fois écologique et économique. Les stratégies européenne et française annoncées en 2020 fixent un cap ambitieux sur ces deux plans, tout en prenant acte de l'ampleur de la mutation industrielle et des investissements nécessaires pour faire émerger cette filière. Un appui des États est indispensable pour soutenir la R&D, l'industrialisation et le déploiement des technologies associées. Une action politique forte aux échelles française et européenne a ainsi permis de donner à la fin 2020 le coup d'envoi d'un projet important d'intérêt européen commun (PIIEC) sur l'hydrogène. Dans cet article, nous présentons l'outil important qu'est ce PIIEC et les modalités de sa mise en œuvre au profit de l'hydrogène sur les années 2021-2022. Nous procéderons à un premier retour d'expérience et donnerons de premières perspectives.

Introduction

Le développement des technologies de l'hydrogène recouvre un double enjeu : économique en ce qu'elles permettent de créer une filière et un écosystème industriels ; et environnemental par les solutions qu'elles offrent pour la décarbonation de l'industrie et des transports.

Aujourd'hui, l'hydrogène est principalement utilisé comme intrant dans des *process* industriels, en particulier pour le raffinage du pétrole et la production d'ammoniac. La quasi-totalité de l'hydrogène mondial est produit à partir de combustibles fossiles, sans capture du CO₂⁽¹⁾.

Sur le plan écologique, l'enjeu est de produire un hydrogène décarboné – notamment par électrolyse à partir d'une électricité renouvelable ou bas-carbone – afin de le substituer à l'hydrogène fossile dans les usages existants, mais aussi de l'utiliser dans de nouveaux usages (notamment dans la mobilité lourde ou intensive et l'industrie).

Le développement d'une filière industrielle doit permettre d'assurer la souveraineté européenne sur des technologies critiques et d'être source d'innovations fortes en matière d'électrolyseurs (et leurs multiples technologies), de véhicules, de piles à combustible, de réservoirs, de matériaux...

L'intérêt porté à l'hydrogène n'est pas nouveau⁽²⁾, mais il s'est accentué au cours des dernières années. 2017 a vu la création de l'Hydrogen Council, une initiative qui rassemble des industriels mondiaux porteurs d'une ambition pour le développement de la filière. En 2018, la France lance le plan Hulot⁽³⁾. Au niveau européen, en 2018 et 2019, le groupe d'experts du Forum stratégique sur les grands projets d'intérêt européen commun⁽⁴⁾ identifie l'hydrogène parmi les six chaînes de valeur clés pour la politique industrielle européenne. L'idée d'un PIIEC Hydrogène émerge.

La relance post-Covid a vu une accélération massive de l'engagement des États en faveur de la filière : annonce de la stratégie allemande⁽⁵⁾ en juin 2020, communication sur la stratégie de la Commission

⁽²⁾ La Commission a créé en 2002 le High level Group on Hydrogen, devenu ensuite le Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, puis le Clean Hydrogen Joint Undertaking.

⁽³⁾ Ministère de la Transition écologique et solidaire (2018), Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, <https://www.ecologie.gouv.fr/nicolas-hulot-annonce-plan-deploiement-lhydrogene-transition-energetique>

⁽⁴⁾ Commission européenne (2019), "Strengthening Strategic Value Chains for a future-ready EU Industry", Report of the Strategic Forum for Important Projects of Common European Interest, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/IP_19_6204

⁽⁵⁾ Bundesministerium für Wirtschaft und Industrie (2020), die nationale Wasserstoffstrategie, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20

⁽¹⁾ Agence internationale de l'énergie (2019), "The future of hydrogen, Seizing today's opportunities", pp. 31, 32, 37 et 89, <https://www.oecd.org/fr/publications/the-future-of-hydrogen-1e0514c4-en.htm>

européenne⁽⁶⁾ en juillet 2020, annonce de la stratégie française⁽⁷⁾ en septembre 2020 (voir l'article de Hoang Bui publié dans ce numéro). Les stratégies française et allemande prennent position en faveur d'un PIIEC, tandis que la Commission décide de la création d'une European Clean Hydrogen Alliance destinée à identifier un *pipeline* de projets, qui vont bien au-delà de ceux soutenus dans le cadre du PIIEC.

L'impulsion politique s'est poursuivie fin 2020. Le dialogue franco-allemand sur la technologie du 13 octobre⁽⁸⁾ a été l'occasion d'affirmer la volonté des deux États de lancer un PIIEC avant la fin de l'année considérée. Le lancement a eu lieu le 17 décembre 2020, par la signature par les ministres de plus de vingt États membre, d'un manifeste en faveur de la création d'une chaîne de valeur européenne des technologies et systèmes hydrogène⁽⁹⁾.

Le PIIEC, un outil de politique industrielle compatible avec le marché intérieur

Les projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC) constituent un cadre réglementaire européen rénové qui permet aux États membres de soutenir massivement une politique industrielle intégrée, et ce de manière compatible avec les règles du marché intérieur.

Ils peuvent prendre la forme d'un projet unique ou d'un projet intégré, c'est-à-dire un groupe de projets distincts insérés dans une feuille de route commune et dont les porteurs développent entre eux des partenariats (une collaboration en matière de R&D, par exemple). C'est cette dernière forme que revêt le PIIEC sur l'hydrogène. Plusieurs conditions légitiment la compatibilité du PIIEC avec le marché intérieur :

- Les PIIEC apportent une contribution très importante à la concrétisation des objectifs politiques de l'Union européenne, tels que la croissance durable, l'emploi, l'écologie et l'innovation.
- Les projets sont de grande ampleur tant en termes de taille que de niveau de risque technologique ou financier. Le déploiement d'un PIIEC exige une intervention significative des pouvoirs publics, car le secteur privé ne pourrait pas financer seul de tels projets qui présentent des besoins de financement très élevés et un risque très fort.

⁽⁶⁾ Commission européenne (2020), "A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe", https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

⁽⁷⁾ Gouvernement français (2020), Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, <https://www.economie.gouv.fr/presentation-strategie-nationale-developpement-hydrogene-decarbone-france#>

⁽⁸⁾ Présidence de la République (2020), dialogue franco-allemand sur la technologie, <https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2020/10/13/dialogue-franco-allemand-sur-la-technologie>

⁽⁹⁾ Commission européenne (2020), https://ec.europa.eu/growth/industry/strategy/hydrogen/ipceis-hydrogen_en

- Les PIIEC génèrent des retombées positives à travers toute l'Union européenne ; ils vont donc bien au-delà des seules parties prenantes : ainsi, les résultats de R&D protégés par des brevets devront-ils être accessibles à des compagnies tierces dans des conditions « fair, reasonable and non discriminatory ».

Lorsque la Commission estime que toutes ces conditions sont réunies, elle peut dès lors autoriser des niveaux de financements publics très supérieurs aux autres régimes d'aides d'État. Sous réserve de nécessité et de proportionnalité de l'aide, le financement public :

- peut couvrir non seulement les dépenses de R&D, mais aussi les dépenses de premier déploiement industriel, c'est-à-dire la phase qui se situe entre la démonstration expérimentale (une ligne pilote, par exemple) et la production de masse (non couverte par le financement) ;
- est borné, d'une part, par les dépenses éligibles et, d'autre part, par le besoin actualisé de financement établi par l'entreprise (*funding gap* – la somme actualisée des *cash flow* du projet). Selon les besoins de financement, le financement public peut couvrir jusqu'à 100 % des dépenses éligibles.

Le PIIEC est un outil transverse à tous les secteurs industriels : la Commission a ainsi validé, entre 2018 et 2021, un PIIEC sur la microélectronique et deux PIIEC sur les batteries.

Chaque secteur présente ses propres spécificités. Pour l'hydrogène, les États membres ont souhaité financer des projets d'infrastructures, notamment le déploiement d'électrolyseurs de grande puissance (de plusieurs dizaines, voire de plusieurs centaines de MW) permettant de décarboner des sites industriels et des usages de mobilité. Le soutien à de tels projets, prévu dans les lignes directrices de 2014 (article 23), a été précisé par la Commission dans la révision de ces lignes en 2021⁽¹⁰⁾. Le PIIEC Hydrogène soutiendra donc trois catégories de dépenses éligibles : les coûts de R&D, le premier déploiement industriel et les projets d'infrastructures.

Mise en œuvre du PIIEC Hydrogène

La construction du PIIEC se décline en deux processus parallèles :

- un processus national permet à chaque État membre de définir sa contribution conformément à sa stratégie, notamment au regard de la sélection de ses projets ;
- un processus européen assure la cohérence entre les projets nationaux au travers d'une feuille de route commune et de partenariats.

⁽¹⁰⁾ Commission européenne (2014, 2021), Critères relatifs à l'analyse de la compatibilité avec le marché intérieur des aides d'État destinées à promouvoir la réalisation de projets importants d'intérêt européen commun, [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=PI_COM:C\(2021\)8481](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=PI_COM:C(2021)8481) et [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=celex:52014XC0620\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=celex:52014XC0620(01))

Un processus national se déroulant en cohérence avec la stratégie de chaque État

Il appartient à chaque État membre de lancer une consultation ouverte afin de sélectionner, conformément à sa stratégie nationale, les entreprises qu'il souhaite emmener dans le processus européen. Il est à noter que la Commission européenne n'intervient pas dans ce processus de sélection. La France a ouvert un premier appel à manifestations d'intérêt (AMI) entre janvier et juin 2020 et un second entre mai et juin 2021⁽¹¹⁾, sur la base desquels elle a sélectionné les projets les plus structurants s'inscrivant dans les trois axes stratégiques que sont les composants et systèmes pour la mobilité hydrogène, l'utilisation d'hydrogène décarboné dans l'industrie et les électrolyseurs. Cette sélection s'est opérée en interministériel en associant le Secrétariat général pour l'investissement (SGPI), le ministère chargé de l'Écologie, le ministère chargé de la Recherche et le ministère chargé de l'Économie et en s'appuyant sur une instruction des dossiers présentés par les opérateurs Banque publique d'investissement (Bpi) et Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe).

Après avoir fait le choix des entreprises, chaque État membre a la charge de les accompagner pour que celles-ci fassent en sorte que leurs dossiers respectifs répondent aux exigences de la Commission, notamment en termes de détermination des coûts éligibles et de développement de partenariats. La direction générale des Entreprises (DGE) a mené à bien toute cette procédure en offrant un service sur mesure aux entreprises retenues, y compris durant la phase suivante d'instruction par la Commission.

Un processus européen

Après la signature du manifeste de décembre 2020, l'Allemagne s'est proposée pour être le coordinateur du PIIEC. En lien avec la Commission européenne, le coordinateur anime les réunions de travail avec les États membres et les entreprises, et propose un calendrier de mise en œuvre du plan. La France, très avancée dans la construction des dossiers individuels, a œuvré pour accélérer le calendrier initialement proposé par l'Allemagne.

Plusieurs centaines de projets avaient déjà été identifiés par les États début 2021. La première question a été dès lors de savoir s'il fallait regrouper ces projets dans un seul et même PIIEC ou les répartir dans des groupes différents pour une mise en œuvre en plusieurs vagues. La Commission a rapidement retenu la seconde option : un découpage en plusieurs vagues d'une cinquantaine de projets au plus. Les thématiques de chaque PIIEC ont donc été construites en veillant à leur complémentarité : technologies hydrogène, usages industriels, réseaux et *hubs* régionaux, mobilité et transport...

⁽¹¹⁾ Direction générale des Entreprises (2021), <https://www.entreprises.gouv.fr/fr/aap/industrie/ami-projets-innovants-d-envergure-europeenne-lies-des-systemes-hydrogene>

Le développement de partenariats au sein du PIIEC est une exigence forte de la Commission ; les entreprises ont été invitées en conséquence à participer à des sessions de *matchmaking*. Au cours de ces sessions réalisées en visioconférence, les entreprises étaient invitées à *pitcher* leurs projets. Afin d'anticiper et de compléter les événements de *matchmaking* multilatéraux organisés à l'échelle européenne, la DGE a organisé des sessions de ce type en bilatéral avec d'autres États : l'Allemagne, l'Italie, la Belgique, la République tchèque et la Finlande.

Enfin, les États membres et les entreprises ont été invités à rédiger une feuille de route commune, appelée « Document chapeau », qui garantit le caractère intégré du PIIEC.

Ces étapes ont abouti, en septembre 2021, à la prénotification de deux premières vagues de projets. À l'issue d'une instruction exigeante qui a duré plusieurs mois, la Commission a rendu un avis portant sur l'ensemble des projets d'un même PIIEC. La décision indique, pour chaque projet, s'il est accepté, un montant maximal d'aides que les États peuvent lui accorder. Chaque État détermine ensuite, selon ses ressources budgétaires, le niveau de subvention accordé, dans la limite du plafond.

La Commission a annoncé le 15 juillet 2022 sa validation de la première vague relative aux technologies⁽¹²⁾. La deuxième vague, relative aux grands projets de production d'hydrogène, a été validée le 21 septembre⁽¹³⁾. Le montant de financements publics autorisé pour l'ensemble de ces projets s'élève à 10,6 Mds€, auxquels s'ajoutent environ 15,8 Mds€ de financements privés. Les douze projets que la France avait sélectionnés et notifiés ont tous été acceptés.

Conclusion

L'intérêt porté à l'hydrogène remonte à plus de vingt ans, mais il s'est accentué au cours des dernières années. Il a fait germer l'idée de la création d'un PIIEC Hydrogène dès 2019. La relance post-Covid a donné l'impulsion nécessaire à la concrétisation fin 2020 de ce PIIEC, à travers l'engagement de plus de vingt États.

Très utilisé ces dernières années, le PIIEC est un outil clé pour soutenir des filières contribuant à la souveraineté de l'Europe. Le PIIEC est un cadre réglementaire européen qui permet aux États de soutenir une politique industrielle compatible avec les règles du marché intérieur. Il permet de financer un groupe de projets de R&D, de premiers déploiements industriels et d'infrastructures, qui sont liés entre eux par une feuille de route commune et des partenariats.

Le PIIEC permet de conjuguer les visions nationales avec la vision européenne : chaque État membre définit sa contribution au PIIEC conformément à sa stratégie et sélectionne les entreprises qu'il souhaite y associer.

⁽¹²⁾ Commission européenne (2022), https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en%5E/ip_22_4544

⁽¹³⁾ Commission européenne (2022), https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_5676

La vision européenne assure, quant à elle, la cohérence entre les projets nationaux et offre un cadre de mise en œuvre compatible avec les règles du marché intérieur.

L'usage du PIIEC est rendu légitime notamment par la contribution qu'il apporte à la réalisation des grands objectifs politiques de l'Union européenne et l'ampleur des projets qu'il porte tant en termes de taille que de niveau de risque technologique ou financier ; des projets que le secteur privé ne pourrait seul financer.

Les caractéristiques de cet outil font qu'il est particulièrement adapté à l'émergence de nouvelles filières, telles celle de l'hydrogène. Il est ainsi très plébiscité par les industriels, car il permet des soutiens financiers allant bien au-delà des niveaux autorisés par les régimes d'aides d'État standards.

En contrepartie, le processus de construction d'un PIIEC peut s'étendre sur plus d'une année, une longueur qui a pu soulever une certaine déception. La Commission rend une décision portant simultanément sur l'ensemble des projets composant un PIIEC. Le retard constaté sur un ou plusieurs projets peut porter préjudice au calendrier global de mise en œuvre du PIIEC. La durée de ce processus fait peser une incertitude sur chaque projet pris individuellement, et ce tant que les montants d'aides ne sont pas fixés.

Enfin, la préparation des dossiers pour répondre aux exigences de la Commission, notamment aux questions qu'elle peut poser, mobilise d'importantes ressources humaines dans les entreprises. Malgré cela, nombre de PME ont pu participer au PIIEC Hydrogène.

Les deux premières vagues de projets se rattachant à ce PIIEC ont fait l'objet d'une validation par la Commission européenne les 15 juillet et 21 septembre 2022. Le montant de financements publics autorisé pour l'ensemble des projets s'élève à 10,6 Mds€. Ce montant ainsi que les aides accordées dans le cadre des deux vagues suivantes du PIIEC Hydrogène doivent permettre de lancer une filière européenne de l'hydrogène capable de répondre aux enjeux de création d'emplois industriels, de souveraineté technologique et de décarbonation au niveau de l'Union européenne.

La mise en œuvre du PIIEC Hydrogène par la France a été possible grâce à l'implication d'une large équipe au sein de la DGE et même au-delà. L'auteur tient à remercier ici les chefs de projet Hydrogène, Martin Bollenot et Axel Dion. Merci également aux nombreux collaborateurs du service de l'Industrie, qui ont accompagné les entreprises dans la préparation et l'instruction de leurs dossiers : merci donc à Maëva Barbé, Tom Bourdon, Lucas Colson, Stéphanie Delvaux, Frédéric Lehmann, Jérôme Nowak, Valérie Petat, Adrien Peuch et Léna Poirier. Mes remerciements vont aussi aux équipes de la Mission de l'action européenne et internationale pour leur expertise cruciale sur les aides d'État, et plus précisément à Delphine Abramowitz, Alix Mengin et Chloé Spyratos. Enfin, je remercie les opérateurs de BpiFrance et de l'Ademe pour leur expertise en vue de la sélection des projets et la contractualisation avec les lauréats, ainsi que le Secrétaire général pour l'investissement et mes interlocuteurs du ministère chargé de l'Écologie et du ministère chargé de la Recherche.

Accompagner le déploiement de la filière hydrogène française opéré à l'initiative des écosystèmes territoriaux

Par David MARCHAL et Luc BODINEAU
Ademe

L'Ademe (Agence de la transition écologique) soutient la technologie hydrogène depuis plus de quinze ans sur le volet R&D et, depuis 2018, en ce qui concerne le déploiement d'écosystèmes territoriaux. Pour l'Agence, son soutien doit poursuivre un triple objectif : pouvoir décarboner massivement certains secteurs ne disposant d'aucune autre alternative (mobilité lourde, industrie), accompagner la maturation d'une filière industrielle française et assurer le développement d'un hydrogène s'accompagnant de bénéfices pour le système électrique. Dans cet article, nous rappelons le fait que la filière a atteint la maturité technologique et précisons les enjeux de R&D futurs. Par ailleurs, nous décrivons les marchés à soutenir prioritairement en termes de compétitivité-prix et d'enjeux industriels. Nous faisons également un focus particulier sur les écosystèmes territoriaux qui constituent un des marchés de court terme pour amorcer le développement de la filière dans les territoires et offrent de premiers débouchés aux industriels avant la mise en place de dispositifs de soutien plus massifs. Enfin, un éclairage est apporté sur l'exercice de prospective qu'est Transition(s)2050, lequel permet de conforter les orientations des politiques publiques et d'identifier des secteurs prometteurs aujourd'hui non soutenus.

De la recherche en matière d'hydrogène aux premiers marchés nécessaires au développement d'une filière française

L'Ademe soutient depuis plus de quinze ans des travaux de recherche et d'innovation dans le domaine de l'hydrogène et des piles à combustible, au travers de ses appels à projets et le programme d'investissements d'avenir (PIA) (voir la Figure 1 ci-contre). Ce dernier a pour vocation d'accompagner la structuration de la filière industrielle par le cofinancement de démonstrateurs de grande envergure. Quarante-deux projets innovants ont ainsi fait l'objet d'un financement depuis 2011, représentant un soutien en termes d'aides publiques de 175 M€ et un investissement total de 607 M€.

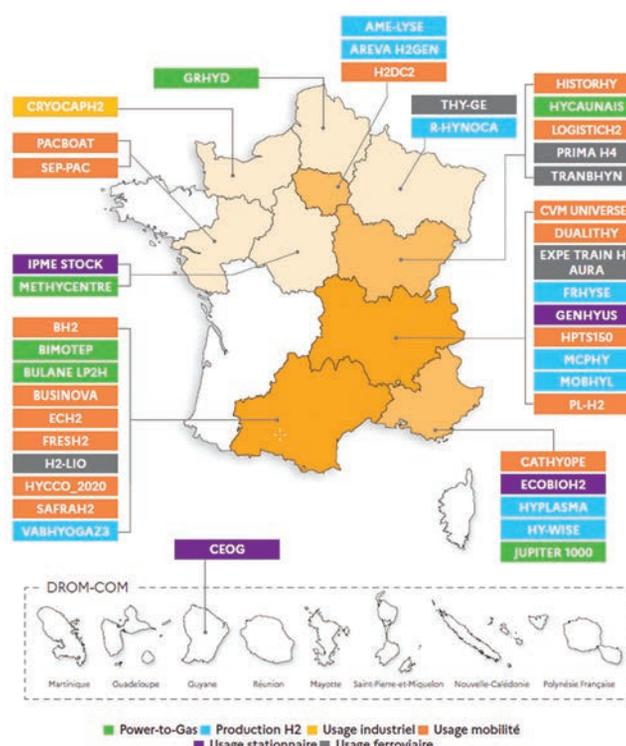


Figure 1 : Localisation des projets Hydrogène soutenus dans le cadre du PIA – Source : Bilan thématique Hydrogène et Power-to-Gas, Édition 2021 de l'Ademe, <https://bibliothèque.ademe.fr/recherche-et-innovation/4999-bilan-thematique-hydrogene-et-power-to-gas-edition-2021-9791029716348.html>

Les enjeux technologiques que recouvrent ces projets sont multiples :

- L'augmentation des performances des électrolyseurs et des piles à combustible, et plus spécifiquement des technologies à membranes échangeuses de protons à basse température, en visant entre autres à :
 - l'accroissement de la durée de vie des cellules électrolytiques, grâce à une meilleure compréhension et gestion des phénomènes de vieillissement observés au niveau des membranes ;
 - l'amélioration du rendement matière et énergie, grâce à l'accroissement continu de la taille des cellules et un recours optimisé aux catalyseurs (platine, iridium) et à leur récupération en fin de vie.
- L'adaptation des procédés de mise en forme (enduction, sérigraphie, thermoformage) mobilisés pour la fabrication des éléments constitutifs des électrolyseurs et des piles (membranes, assemblage des membranes électrodes, plaques bipolaires, interconnecteurs), afin d'en maîtriser les coûts d'industrialisation.
- La fabrication de sous-systèmes associant le *stack* (l'empilement des cellules) et ses auxiliaires (gestion des flux de gaz, d'eau, de chaleur et de courant). L'enjeu consiste ici à les concevoir pour pouvoir être intégrés et pilotés au sein de systèmes plus vastes et interagir avec eux : qu'ils soient embarqués dans un véhicule prototype ou soient adossés à un micro-réseau électrique.
- Enfin, au travers de démonstrateurs à taille réelle, la réalisation de tests sur ces sous-systèmes opérés sur un temps long (plusieurs milliers d'heures) et en conditions réelles : c'est ce qui est fait au travers de démonstrateurs de *power-to-gas*, d'unités de production d'hydrogène innovantes (électrolyse, biomasse) ou de l'exploitation de premiers véhicules (bus, navires, camions).

La maturité des technologies et leur maîtrise (performances, coût, durée de vie) sont aujourd'hui suffisantes pour envisager un déploiement aval sur certains marchés applicatifs. Les enjeux de recherche

et d'innovation demeurent d'actualité ; les efforts en la matière doivent être renforcés : il s'agit en effet de préparer les nouvelles générations d'éléments et d'équipements nécessaires à l'essor de la chaîne technologique hydrogène.

L'accompagnement des activités de recherche et d'innovation par l'Ademe depuis plus de quinze ans permet aujourd'hui d'identifier le potentiel de cette technologie (voir le Tableau 1 ci-après).

Amorçage de la constitution d'une filière au travers des usages de l'hydrogène

Si l'électrolyse est une technologie mature, l'hydrogène électrolytique demeure encore trop onéreux par rapport à l'hydrogène carboné issu du gaz naturel. L'impact environnemental de ce dernier est néanmoins très élevé (11,7 kgCO₂/kgH₂ produit⁽¹⁾). Si l'hydrogène électrolytique peut jouer un rôle clé en tant que technologie de décarbonation, il doit au préalable faire l'objet d'une baisse forte de ses coûts.

Un accompagnement public s'avère utile. Mais celui-ci doit être pensé dans une optique de priorisation des soutiens à apporter au profit des secteurs les plus proches du marché ou de ceux qui représentent l'opportunité industrielle la plus marquée pour l'économie française. Se dessinent ainsi deux marchés complémentaires.

Le marché de la mobilité lourde professionnelle...

Il s'agit tout d'abord du marché de la mobilité lourde professionnelle – le transport de personnes ou de marchandises –, pour lequel le prix cible de l'hydrogène en station-service doit se situer entre 7 et 8 €/kg pour permettre d'atteindre la compétitivité par rapport

⁽¹⁾ <https://bibliothèque.ademe.fr/cadic/7092/note-h2-bleu-2022.pdf>

Les atouts de l'hydrogène pour la transition écologique	Les points faibles et/ou challenges à relever pour développer les applications de l'hydrogène
<p>Une chaîne énergétique potentiellement sans carbone grâce à l'électrolyse</p> <p>Aucune émission polluante lors de son utilisation finale (rejet d'eau et de chaleur), qualité de l'air au niveau local</p> <p>Des technologies modulaires avec des productions allant du kW à plusieurs centaines de MW, adaptables selon les modèles énergétiques</p> <p>Une flexibilité temporelle et spatiale permise par le découplage entre production primaire d'énergie et l'usage de celle-ci</p>	<p>Un rendement énergétique global – de la source électrique à l'usage – de l'ordre de 25 % ; il est inférieur à celui des batteries, lorsque le recours à celles-ci est possible</p> <p>Des conditionnements de l'hydrogène (à haute pression ou sous forme liquide) peu performants en termes de masse ou de pertes</p> <p>Emploi de matériaux précieux (platine, iridium)</p> <p>Coûts de production encore élevés, en attente de bénéficier de l'effet d'industrialisation</p>

Tableau 1 : Atouts et faiblesses de l'hydrogène pour la transition écologique – Source : <https://bibliothèque.ademe.fr/mobilite-et-transport/1685-rendement-de-la-chaine-hydrogene.html>

à des véhicules thermiques : bus, autocars, camions. Ce prix cible est atteignable grâce au recours à des électrolyseurs de taille moyenne (de quelques MW à plusieurs dizaines de MW), répartis sur tout le territoire et associés à un acheminement optimisé de l'hydrogène jusqu'aux stations, ce qui permet de contenir les coûts liés à cette étape du transport de l'hydrogène. Ce marché se caractérise aussi par une limitation de l'impact environnemental lié au transport de l' H_2 sur de longues distances ($0,8 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$ pour $100 \text{ km}^{(2)}$).

Ce marché s'appuie structurellement sur les opportunités créées par les contraintes réglementaires relatives à la qualité de l'air en milieu urbain et périurbain, lesquelles poussent les opérateurs et les collectivités à déployer des véhicules lourds performants. Son essor dépend néanmoins du développement de l'offre de véhicules à hydrogène et des conditions de son industrialisation. Il est subordonné au développement en parallèle des progrès réalisés en matière de véhicules électriques à batterie, lesquels représentent la principale alternative pour des besoins où disposer d'une autonomie limitée suffit. Si le surcoût actuel est conséquent (un camion de 44 tonnes roulant à l'hydrogène est d'un prix quatre à cinq fois plus élevé que celui d'un camion diesel), l'industrialisation des technologies « Pile à combustible » et l'évolution à la hausse des carburants fossiles rendent le modèle d'affaires viable à terme (voir la Figure 2 ci-après).

... et le marché de l'industrie

Le second marché est celui de l'industrie, où l'hydrogène est d'ores et déjà employé pour des usages de type matière, notamment dans le raffinage, la pétro-

chimie et la chimie pour la production de carburants et d'engrais. Pour ces acteurs industriels aux usages captifs, le prix de l'hydrogène est directement corrélé au prix du gaz naturel, dont il est extrait par vapour-formage : l'hydrogène issu de l'électrolyse doit donc atteindre la cible prix que représente cet hydrogène carboné, de l'ordre de 2 €/kgH_2 pour un cours du gaz à 20 €/MWh . La décarbonation des usages sur ce marché passera par le recours à des électrolyseurs de plusieurs dizaines à centaines de MW permettant des économies d'échelle et à une électricité produite à très faible coût.

Une partie du marché industriel est néanmoins constitué par l'hydrogène dit « marchand » : l'hydrogène considéré est conditionné et transporté vers des consommateurs industriels diffus de la métallurgie, de l'industrie agroalimentaire, de l'électronique, etc. Pour ces clients, le coût de l'hydrogène livré peut atteindre aujourd'hui, voire dépasser 8 €/kg . Ces consommations représentent un marché d'amorçage pour l'hydrogène d'électrolyse, qui permet de produire sur site de manière compétitive en évitant des coûts de logistique et d'acheminement.

Pour ces deux marchés applicatifs, l'accompagnement public est nécessaire. Il combine plusieurs objectifs dans une logique de filière française :

- le déploiement d'offres d'équipements et de services associés (électrolyseurs, équipements de conditionnement et de distribution, piles équipant les véhicules, etc.) dans une logique d'industrialisation aux échelles européenne et française ;
- le soutien aux infrastructures de production pour abaisser le coût de mise à disposition de l'hydrogène issu d'électrolyse et rendre économiquement acceptable son utilisation.

⁽²⁾ <https://bibliothèque.ademe.fr/changement-climatique-et-energie/4213-analyse-de-cycle-de-vie-relative-a-l-hydrogene.html>

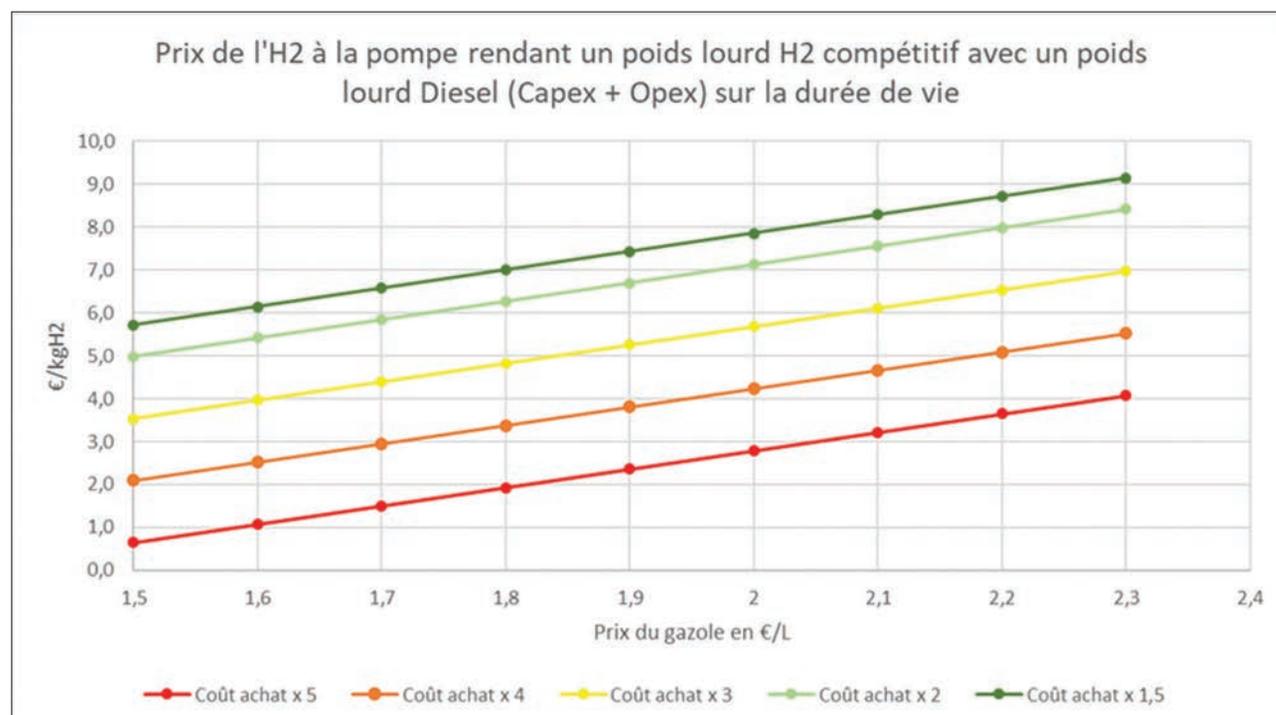


Figure 2 : Comparatif de compétitivité entre des poids lourds utilisant de l'hydrogène et des poids lourds diesel : le prix à la pompe de l' H_2 peut rester aux alentours de 7 €/kg si le coût d'achat des véhicules utilisant ce gaz est 1,5 fois plus élevé que celui d'un véhicule diesel – Source : Ademe.

Le déploiement des écosystèmes : état des lieux

Le plan national de déploiement de l'hydrogène initié en 2018, puis la Stratégie nationale hydrogène de 2020 ont amorcé une logique d'accompagnement de la filière par le soutien à la fois de l'offre et de la demande locales, au travers des appels à projets portés par l'Ademe pour le compte de l'État. Ces appels à projets ont pour vocation de soutenir des « écosystèmes territoriaux hydrogène », c'est-à-dire des investissements combinant, sur un même territoire, une infrastructure de production/distribution de l'hydrogène issu de l'électrolyse et des usages industriels de ce dernier ainsi qu'en matière de mobilité.

L'enjeu est de permettre la constitution de consortiums complets (collectivités, opérateurs énergéticiens, entreprises du transport, etc.) pour mettre en œuvre de manière opérationnelle des installations : cela recouvre la gestion des risques techniques associés aux installations et aux véhicules, les autorisations administratives, le financement des projets et l'acceptation des surcoûts d'exploitation, la formation des opérateurs, la synchronisation des prises de décisions entre les différents partenaires, etc.

L'Ademe, pour le compte de l'État, a lancé plusieurs appels à projets (AAP) successifs destinés à accompagner le déploiement territorial de ces écosystèmes. Le Tableau 2 ci-après présente les principaux résultats de ces appels. Il est précisé que certains projets sont toujours en cours d'instruction. Ce tableau est un inventaire des réalisations projetées, dans l'hypothèse où tous ces projets seraient effectivement mis en œuvre.

Plusieurs observations peuvent être faites et différents enseignements peuvent être tirés de ces appels à projets successifs :

- Est observée une nette accélération des intentions de projets et d'investissements : ainsi, l'appel à projets de 2021 comptait une soixantaine de candidatures. Les acteurs impliqués sont aussi bien des acteurs privés (entreprises, opérateurs énergéticiens) que des collectivités ou organismes associés (syndicats d'énergie, SEM). Ces projets concernent tous les types de territoires, urbains comme ruraux.

- Les usages visés sont essentiellement des usages de mobilité, développés à l'initiative des collectivités. Néanmoins, des opérateurs du transport de marchandises et des logisticiens sont de plus en plus présents dans les derniers appels à projets relevés à travers l'acquisition de camions et d'utilitaires.

- La construction de tels écosystèmes se déploie sur un temps long : des premières réflexions développées en amont par les acteurs du territoire jusqu'à la mise en service des installations, les étapes sont nombreuses. On compte *a minima* deux ans entre la décision d'investissement et l'exploitation des installations, ce qui nécessite un engagement continu et soutenu des partenaires.

En attendant que le niveau de maturité de la filière soit suffisant pour permettre la mise en place d'un dispositif de soutien public plus adapté à un déploiement massif, ces premiers écosystèmes permettent de donner une visibilité à court terme aux acteurs industriels pour assurer la montée en puissance de leur capacité de production.

Place de l'hydrogène dans les scénarios de neutralité carbone

Fin 2021, l'Ademe a publié ses travaux prospectifs relatifs à la neutralité carbone à l'horizon 2050 et intitulés : Transition(s) 2050. Ces travaux reposent sur une modélisation croisée de l'ensemble des secteurs d'activité de la société (agriculture, transports, bâtiment, industrie) et proposent quatre scénarios contrastés permettant d'atteindre la neutralité carbone en France : génération frugale (S1) ; coopérations territoriales (S2) ; technologies vertes (S3) ; et pari réparateur (S4).

Méthodologie, usages retenus et ceux non retenus

C'est l'hydrogène, en tant que matière, produit intermédiaire ou vecteur énergétique, qui a été pris en considération dans cet exercice. La panoplie des usages possibles de l'hydrogène s'avérant très vaste, le recours à celui-ci a été considéré, pour chaque secteur ou sous-secteur, au regard des autres technologies disponibles pour minorer les émissions et réduire l'empreinte carbone. La coexistence de technologies pour un

AAP	Nombre de projets soutenus	Investissements et aides de l'Ademe	Capacités d'électrolyse et de distribution	Volumes des usages Déploiement de véhicules
Écosystèmes de mobilité hydrogène (2019)	21	449 M€ Aides de 98 M€	22 MWélec 57 stations-services	2 000 tH ₂ /an 170 véhicules lourds
Écosystèmes territoriaux hydrogène (2021)	35	1 214 M€ Aides de 296 M€	89 MWélec 60 stations-services	10 600 tH ₂ /an, dont 1 300 pour des usages industriels 630 véhicules lourds

Tableau 2 : Bilan à date des projets d'écosystèmes soutenus par l'Ademe.

secteur donné peut conduire en effet à une situation de concurrence ou, au contraire, de complémentarité :

- Dans le domaine des transports terrestres par exemple (mobilité individuelle et collective des particuliers, au niveau des différents segments du transport de marchandises), le recours au carburant hydrogène est en compétition ou est complémentaire à d'autres options, comme les solutions batteries, les biocarburants liquides, le gaz et les carburants de synthèse (e-fuels).
- Dans l'industrie, certains secteurs seront amenés à faire des choix en matière de procédés ou de modèles qui conditionneront l'opportunité ou non de recourir à l'hydrogène pour décarboner leurs activités : dans la sidérurgie, par exemple, où l'électrification directe peut jouer un rôle important.

Cette analyse contextuelle a également conduit à écarter certains usages de l'hydrogène, là où son emploi ne s'avère pas nécessaire. C'est le cas de l'usage de l'hydrogène dans les bâtiments, de ses usages thermiques dans les fours industriels ou pour l'équilibrage des réseaux électriques *via* la solution du *power-to-hydrogen-to-power*.

Principales conclusions en fonction des différents scénarios

Les consommations d'hydrogène sont supérieures à celles constatées aujourd'hui dans tous les scénarios étudiés (jusqu'à 4,5 fois) et la technologie de l'électrolyse s'avère indispensable pour remplacer l'hydrogène actuellement produit à partir de gaz fossile. Au

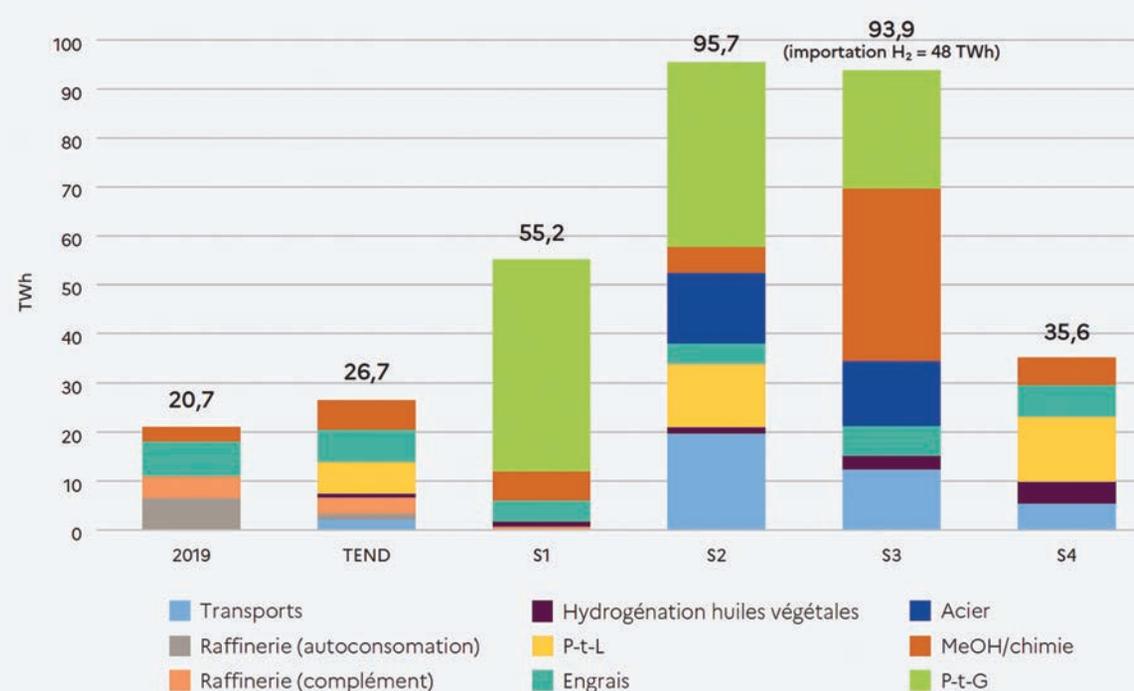
maximum, la production d'hydrogène sur le sol français atteindra 96 TWh en 2050 (S2) pour des usages diffus (*power-to-gas* et mobilité), auxquels s'ajouteront des usages industriels plus centralisés, tels que la production d'engrais et de méthanol, la synthèse de carburants liquides et la réduction de l'acier. Le scénario 3 est le seul à évoquer l'option des importations d'hydrogène (48 TWh) (voir la Figure 3 ci-après).

Le développement de la mobilité lourde à hydrogène apparaît comme nécessaire dans la plupart des scénarios pour décarboner les usages correspondants. L'intérêt de l'amorçage de ce marché, à travers la logique de soutien aux écosystèmes territoriaux, est ainsi confirmé. Les premières années de la décennie actuelle seront cependant cruciales pour valider l'adéquation des offres de véhicules par rapport aux besoins de mobilité et aux conditions d'exploitation par les opérateurs (voir le Tableau 3 de la page suivante).

Par ailleurs, ces travaux identifient de nouveaux usages stratégiques à prendre désormais en considération dans la phase de déploiement de la filière :

- la place du *power-to-CH₄* apparaît essentielle dans trois des quatre scénarios modélisés pour contribuer à décarboner le vecteur gaz et les usages finaux non électrifiables (bâtiments résidentiels et tertiaires, usages industriels du gaz) ;
- le recours au *power-to-liquid* apparaît lui aussi nécessaire pour produire les molécules et/ou carburants de synthèse devant permettre de décarboner les secteurs de la chimie et du transport lourd.

Graphique 9 Bilan des consommations d'hydrogène en 2050 en TWh pour les différents scénarios, incluant l'autoconsommation des raffineries



* P-t-G : power-to-gas ; ** P-t-L : power-to-liquid.

Figure 3 : Bilan des consommations d'hydrogène en 2050, par scénario et par usages – Source : Rapport Transition(s) 2050 de l'Ademe, <https://transitions2050.ademe.fr/>

		S1	S2	S3	S4
2030	Consommation en TWh H ₂ /an	22	35,2	49,4 (dont 6 Twh importés)	22,7
	Part des ressources électricité et gaz	Respectivement 23 % et 77 %	Respectivement 62 % et 38%	Respectivement 89 % et 11 %	Respectivement 23 % et 77 %
	Puissance du parc d'électrolyse, en GW	1,8	5,1	11,8	0,9
2050	Consommation en TWhH ₂ /an	55,2	95,7	93,9 (dont 48 Twh importés)	35,6
	Part ressource électricité et gaz	Respectivement 81 % et 19 %	Respectivement 100 % et 0 %	Respectivement 100 % et 0 %	Respectivement 66 % et 34 %
	Puissance du parc d'électrolyse, en GW	20,1	30,1	28,8	4,8

Tableau 3 : Parc de production d'hydrogène, par technologie et par scénario.

Le bassin houiller lorrain, un territoire qui s'intéresse de longue date à l'hydrogène

Par Gilbert PITANCE

Président du conseil de l'IUT de Moselle-Est et premier directeur d'ALPHEA

Les régions dotées d'une industrie lourde et, à ce titre, fortes consommatrices d'énergie ont toujours travaillé sur le long terme, s'appuyant notamment sur des études prospectives. L'une d'elles, la Lorraine, a vécu la fin de ses activités sidérurgiques et charbonnières.

La naissance de la production d'électricité nucléaire à Cattenom a suscité l'engagement d'une réflexion sur la production massive d'hydrogène, une réflexion menée dans le cadre d'une cellule de veille technologique et de différents essais et études réalisés dès 1995.

Sa proximité avec l'Allemagne voisine a permis à la région Lorraine d'initier des contacts fructueux avec des organismes poursuivant le même but qu'elle, celui du développement d'une filière hydrogène.

Les données collectées et l'élan donné par l'association ALPHEA ont permis, malgré l'arrêt de l'activité de cette structure en 2017, d'opérer un rebond dans le cadre de la mise en œuvre des stratégies nationales Hydrogène respectives de la France et de l'Allemagne, notamment en proposant à l'espace transfrontalier considéré une activité de remplacement lors de l'arrêt de l'une des dernières centrales au charbon encore en activité en France, celle de Émile-Huchet à Saint-Avold (en Moselle).

Le 3 mai 1996, a été inauguré, à Forbach, le pôle Hydrogène ALPHEA, organe exécutif de l'Association lorraine pour la promotion de l'hydrogène et de ses applications, inscrite au registre du commerce depuis janvier 1986. La volonté des acteurs était de lancer en Moselle-Est, et plus généralement en Lorraine, une véritable filière hydrogène en substitution des activités en déclin liées au charbon, dont la fermeture était programmée.

Les membres fondateurs de cette association furent la région Lorraine et le district de Forbach, EDF-GDF, les houillères du bassin de Lorraine et Usinor-Sacilor. Un des faits initiateurs de cette démarche était d'utiliser l'électricité fatale de la centrale nucléaire de Cattenom pour produire massivement de l'hydrogène par électrolyse et utiliser celui-ci dans la mobilité et les nouvelles applications industrielles, telles que la sidérurgie.

Cette initiative avait pour but de combler un vide français vis-à-vis du Canada, de l'Allemagne, du Japon et des États-Unis à travers le développement de l'hydrogène-énergie en Moselle et de répondre ainsi au grand projet « Euro Québec Hydro Hydrogen Pilot Project », qui prévoyait de produire massivement de l'hydrogène dans le nord canadien et de le transporter sous forme liquéfiée jusqu'à Hambourg. Des contacts réguliers furent initiés avec la fondation allemande LBST (Ludwig Bolkow System Technik).

ALPHEA a rapidement trouvé sa place dans le monde de l'hydrogène ; elle a d'ailleurs été invitée à intervenir dans le cadre d'un séminaire franco-russe organisé en 1996 à l'Académie des sciences.

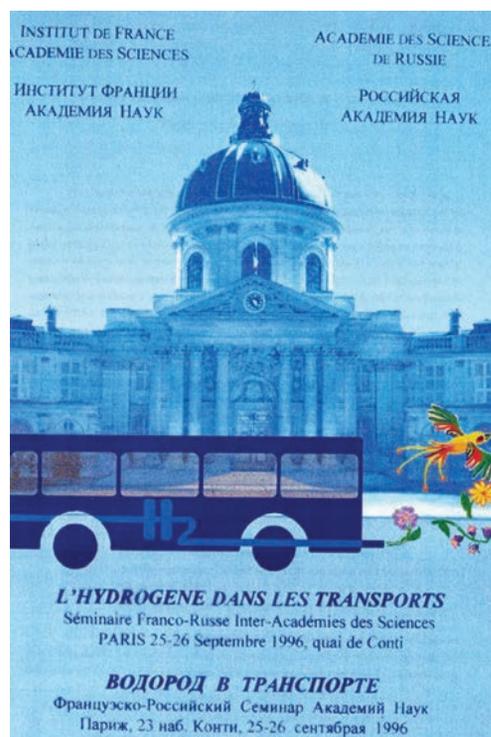


Figure 1 : Affiche annonçant le séminaire franco-russe organisé en septembre 1996 sur la thématique « L'hydrogène dans les transports ».

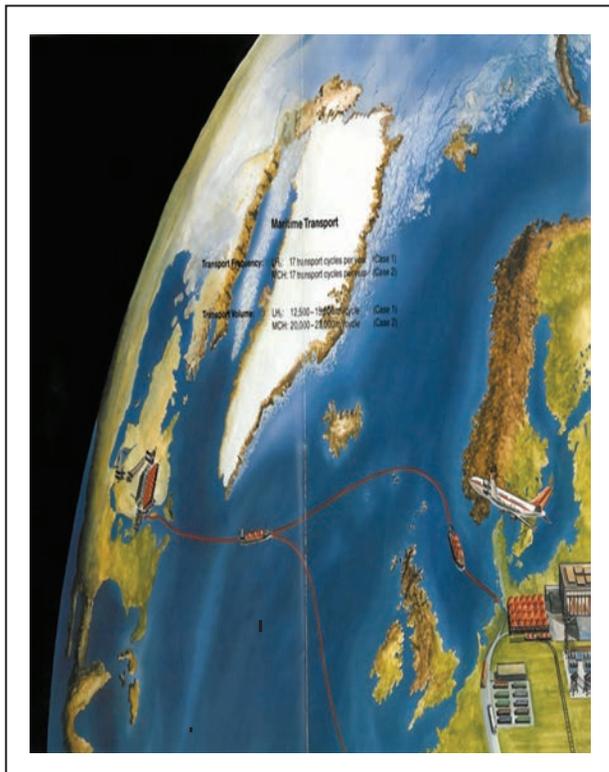


Figure 2 : Itinéraire prévu pour le transport de l'hydrogène liquide via l'Atlantique Nord dans le cadre de l'Euro Quebec Hydro Hydrogen Pilot Project – Source : LBST.

Les travaux d'ALPHEA, qui s'appuyaient sur un effectif de trois à cinq personnes, portaient sur la veille technologique, l'acculturation des entreprises à l'hydrogène et la préparation de dossiers d'innovation.

De nombreuses entreprises ont rejoint ALPHEA, qui, en 2014, présentait la configuration restituée dans la Figure 3 ci-après.

ALPHEA Hydrogène a aussi compté parmi ses membres, notamment : Renault, laSNCF, GRTgaz, Airbus Groupe, CEA, IFP EN, France Télécom, AREVA et Buderus.

Les activités d'ALPHEA ont été stoppées au bout d'une vingtaine d'années par manque de financement et l'absence d'une locomotive industrielle au niveau local. En 2017, l'association a dû mettre fin à ses activités.

Des projets innovants ont néanmoins été initiés par ALPHEA Hydrogène

2004 : La pile à combustible pour bornes interactives – PACBI

Le projet PACBI avait pour finalité d'apporter la démonstration de la faisabilité du fonctionnement en milieu urbain d'une borne interactive de stationnement équipée d'un système à pile à combustible de faible puissance.

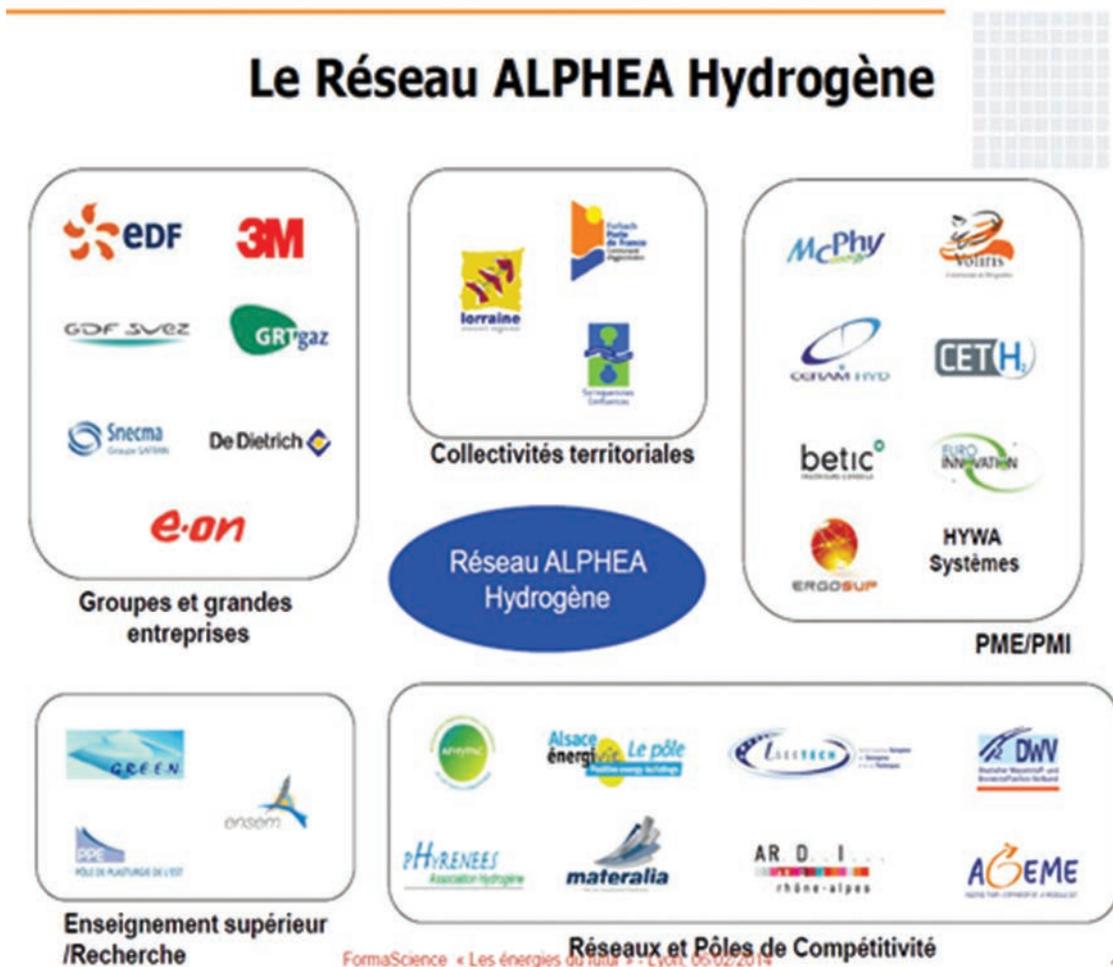


Figure 3 : Les entreprises et autres structures composant le réseau ALPHEA en 2014.

Étaient associés dans ce projet : ALPHEA, France Télécom, Paxitech, Technolia, A3SI-ENSAM et le laboratoire GREEN.

Sur la base d'un cahier des charges technique élaboré par l'ensemble des partenaires, un module à pile à combustible de faible puissance (environ 40 kWe) a été développé en vue de son intégration, avec son système de stockage, dans la borne de stationnement et un autre l'a été pour l'alimentation externe de celle-ci. Ce dernier a permis d'étudier une solution d'alimentation externe potentiellement applicable à un groupe de plusieurs bornes.

La borne a été construite et testée avec succès en laboratoire, mais elle a été jugée commercialement inadéquate pour son installation en ville.

2010 : contribution d'ALPHEA à des travaux sur les aspects réglementaires du développement de l'hydrogène-énergie

ALPHEA Hydrogène a animé, avec l'Ademe et l'Association française de l'hydrogène, Réglementat'Hy'on, un groupe de travail sur les aspects réglementaires du développement de l'hydrogène-énergie et des piles à combustible. Ces travaux ont abouti à la publication de la brochure « Pourquoi une réglementation adaptée à l'hydrogène-énergie ? ».

Le préambule de cette brochure indique : « Ce document est le fruit de la volonté de plusieurs acteurs de la filière hydrogène-énergie et piles à combustible qui se sont organisés dans un groupe de travail nommé Réglementat'Hy'on ». Ce groupe de travail a été intégré à la plateforme nationale HyPaC, dont le comité de direction a réaffirmé l'importance prioritaire de cette action réglementaire.

Ce rapport a été élaboré à partir de retours d'expérience : à cette fin, un questionnaire a été spécifiquement mis au point et envoyé à certains coordinateurs de projets qui s'étaient déjà déroulés ou étaient en cours sur le sol français. Complémentaire du rapport de l'INERIS intitulé « Points réglementaire et normatif sur l'hydrogène en 2009 » (DRA-09-101596-02693A), ce document illustre par des exemples concrets les problèmes d'inadéquation de la réglementation française alors en vigueur par rapport aux nouvelles technologies de production, de stockage et d'utilisation de l'hydrogène-énergie et des piles à combustible. Les textes réglementaires spécifiques à l'application de ces technologies dans le domaine maritime et le domaine fluvial ont fait l'objet d'études menées par un groupe de travail dédié, créé dans le cadre de la mission Hydrogène Pays-de-Loire. Certains résultats des travaux de ce groupe figurent dans le rapport Réglementat'Hy'on.

Ce rapport propose des recommandations en matière d'actions à engager pour faire évoluer la réglementation. Il se veut être le point de départ de futurs travaux qui seront à mener en concertation avec les différents acteurs concernés : ministères, instances réglementaires et normatives, organismes certificateurs, organismes de contrôle, services de sécurité et d'incendies, assureurs, industriels, etc.



Figure 4 : Page de couverture du rapport élaboré par le groupe de travail Réglementat'Hy'on.

Sur la même période, le projet Horizon Hydrogène énergie (H2E), lancé en 2009 pour se réaliser sur une durée de sept ans. Doté d'un budget de plus de 180 M€, ce projet a rassemblé dix-neuf partenaires industriels et académiques et a visé à contribuer à l'émergence d'une filière hydrogène-énergie durable et compétitive en France et en Europe.

Ce programme était composé de plusieurs lots, dont l'un concernait le contrôle périodique des réservoirs pour en déceler d'éventuels défauts. L'objectif était de proposer des critères d'acceptation-rejet pour un contrôle par émission acoustique capable d'identifier les réservoirs ayant subi une réduction de leurs performances mécaniques. Ce projet a été mené par l'Institut de soudure, Georgia Tech Lorraine et le Centre de recherche en automatique de Nancy.

2012 : Stockage solide de l'hydrogène, le projet HYDOR

Le groupe E.ON a porté ses efforts de recherche et développement sur le stockage d'énergie avec la mise en œuvre d'un démonstrateur commercialisé par McPhy Energy sur le site de la centrale Émile-Huchet à Saint-Avoid (en Moselle). Il s'agit de tester un nouveau procédé de stockage de l'hydrogène sous forme solide dans des conditions industrielles.

L'unité de stockage, qui peut contenir jusqu'à 4 kg d'hydrogène, est adossée aux équipements de la tranche thermique au charbon de 600 MWe fonctionnant sur le site. Il s'agit d'une technologie innovante de stockage de l'hydrogène sous forme solide, à savoir sous forme d'hydrures de magnésium.



Figure 5 : L'unité de stockage de l'hydrogène implantée sur le site de Saint-Avold.

2013 : Lancement d'une étude nationale sur les véhicules fonctionnant à l'hydrogène

L'initiative « Mobilité Hydrogène France » est portée par un consortium rassemblant vingt et un partenaires des secteurs de l'énergie et des transports, qui sont : Air Liquide, Alphéa Hydrogène, AREVA, CEA, CETH2, EDF, GDF SUEZ, GRTgaz, IFPEN, INEVA-CNRT, Intelligent Energy, ITM Power, Linde, Michelin, McPhy Energy, pôle Véhicule du futur, PHyRENEES, Solvay, Symbio FCell, Tenerrdis et WH2. Y participent également des experts du FCH-JU (Fuel Cells & Hydrogen Joint Undertaking), de l'Ademe, du Commissariat général à la stratégie et à la prospective (CGSP) et de la direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC).

Cette vision qui est partagée par vingt autres organismes, a pour objectif de produire par l'ensemble des partenaires un plan chiffré, économiquement compétitif et étayé de déploiement d'une infrastructure privée et publique d'hydrogène sur la période 2015-2030. Cette étude s'inscrit dans la continuité du débat national sur la transition énergétique.

À noter que les acteurs privés et publics concernés aux niveaux régional, national et international, qui sont fédérés au sein de l'Association française de la filière (AFHyPaC), laquelle est placée sous l'égide des ministères de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, vont élaborer, sur la base de données partagées, des scénarios de déploiement synchronisé de véhicules à hydrogène et de stations de ravitaillement (voir les Figures 6 et 7 de la page suivante).

2014 : Chauffage urbain EPILOG

Inauguré à Forbach, en Lorraine, le projet Epilog, soutenu par l'Ademe dans le cadre de l'appel d'offres Titec et porté par GrDF, repose sur l'expérimentation en conditions réelles de chaudières à pile à combustible au gaz naturel. Idéale pour une utilisation dans l'habitat, cette technologie innovante a vocation à permettre une réduction des factures d'électricité et de chauffage.

Source de chaleur, cette technologie innovante, qui permet de fournir de l'eau chaude et même un peu d'électricité, promet des réductions conséquentes des factures de consommation d'énergie des ménages, des économies de l'ordre de 40 %. Partant de cette promesse, le projet est né d'un constat simple : la pile à combustible a atteint une maturité suffisante pour sortir des laboratoires et faire l'objet de tests en « conditions réelles ».

Trois sites ont été retenus. Le premier module a été installé dans un gymnase, le second dans un établissement recevant du public, en l'occurrence une crèche de quartier, et le dernier dans un ensemble de deux logements collectifs de 120 m².

2017 : Le projet FaHyence conduit à Sarreguemines

FaHyence est le fruit d'un partenariat entre EDF, EIFER, McPhy, Symbio Fcell et la communauté d'agglomération de Sarreguemines Confluences (CASC). Au niveau national, d'autres projets sont finalisés ou en cours d'élaboration : ainsi, HyWay est opérationnel depuis l'été 2018 sur le site du CEA de Grenoble, deux autres projets sont en développement à Rodez et Nantes.

Opérationnelle depuis le 6 avril 2017, la station de recharge d'hydrogène FaHyence de Sarreguemines est la première station en Europe à produire sur site de l'hydrogène par électrolyse à partir de l'électricité renouvelable fournie par EDF lors des pics de production. Cet électrolyseur est couplé à une station hydrogène d'une capacité journalière de 40 kg représentant les besoins en alimentation de 20 à 25 véhicules par jour pour des charges à des pressions de 350 à 420 bars.

Afin d'assurer une utilisation régulière de la station, une dizaine de véhicules circulent actuellement dans l'agglomération : des Kangoo ZE électriques, propriété de la CASC, ont été équipés par la société Symbio d'une pile à combustible qui fonctionne comme un prolongateur d'autonomie.

Ce sont des piles à combustible à membrane polymère (PEMFC) qui consomment de l'hydrogène pur et n'émettent donc pas de gaz à effet de serre. Les autonomies observées sont de l'ordre de 350 km, dont 200 km assurés grâce à une batterie Li-ion de 33 kWh et 150 km grâce à une PEMFC à hydrogène de 5 kW.

La station de recharge, sans être en accès libre, est ouverte à tous les véhicules aussi bien français qu'étrangers roulant à l'hydrogène, après avoir formulé une demande d'autorisation auprès de l'agglomération.



Figure 6 : H₂ Mobilité France, le plan de développement des véhicules roulant à l'hydrogène.

Avantage non négligeable de cette expérimentation : le plein d'hydrogène est totalement gratuit. De ce fait, se sont rajoutés à la flotte captive de la CASC neuf utilisateurs supplémentaires achetés par des partenaires et des particuliers allemands et belges, qui se sont réjouis de pouvoir remplir sans déboursier un euro le réservoir de leurs véhicules à Sarreguemines.

FaHyence fait partie du projet européen H2ME FCH-JU, qui vise à déployer 49 stations-services à hydrogène et à produire 1 400 véhicules utilisant ledit gaz. À côté de l'électro-mobilité et du biométhane, l'hydrogène est le troisième axe du volet Mobilité durable de FaHyence. Il reste un laboratoire d'observation privilégié et un démonstrateur de procédés.

L'appropriation par les utilisateurs ne semble pas avoir posé de problème. L'aspect classique de la station et un mode opératoire de remplissage semblable à un

approvisionnement conventionnel ont permis de limiter au minimum les phases de l'apprentissage des utilisateurs. Certes, des améliorations peuvent encore être apportées dans l'ergonomie du raccordement et dans les interactions avec l'utilisateur, mais force est de reconnaître que le système reste d'une grande simplicité d'utilisation. Comparées aux nombreuses heures nécessaires à la recharge des véhicules électriques conventionnels, les quatre minutes nécessaires pour effectuer un plein d'hydrogène semblent anecdotiques.

La station comporte un électrolyseur alcalin d'une capacité de production d'hydrogène de 1,8 kg/h, ce qui nécessite de consommer environ 50 litres d'eau par kilogramme d'hydrogène produit. À cela s'ajoute une station de compression à deux niveaux : un premier niveau allant jusqu'à 30 bars et un second équipé d'un système de refroidissement allant jusqu'à - 20°C, permettant d'atteindre des pressions de 420 bars.



Figure 7 : Les membres du consortium H₂ Mobilité France.

Le projet FaHyence – cette initiative portée par l'agglomération de Sarreguemines, territoire à énergie positive pour la croissance verte – s'inscrit au cœur du plan Climat que la CASC met en œuvre en partenariat avec McPhy Energy, EDF, l'institut EIFER (European Institute for Energy Research, laboratoire commun à EDF et à l'Université de Karlsruhe en Allemagne), l'association Alpha Hydrogène et Haskel.

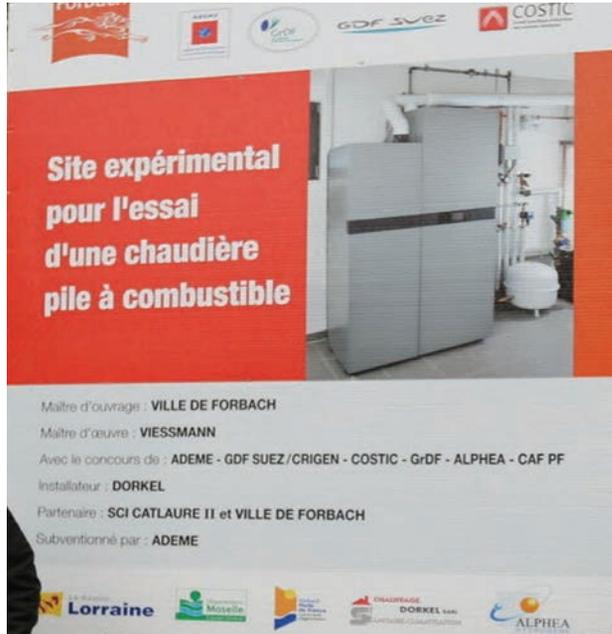


Figure 8 : Depuis 2014, un test national est mené à Forbach concernant trois chaudières fonctionnant à l'hydrogène, grâce à une pile à combustible.



Figure 9 : FaHyence, la première station de production d'hydrogène en France connectée à un électrolyseur.

2019 : Lancement de DINAMHySE

La fin de l'activité de l'association ALPHEA en 2017 n'a pas signé l'arrêt du développement de projets. En effet, le travail notamment d'acculturation effectué par cette association a créé un climat qui a permis de maintenir un esprit de veille technologique et ainsi d'être

très réactif lors de l'arrêt de la tranche Charbon de la centrale Émile-Huchet à Saint-Avold. La concomitance de la décision d'arrêt de cette centrale qui marquait la fin définitive de l'activité charbon en Lorraine et la publication le 9 septembre 2020 de la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France ont permis de profiter de l'impulsion donnée pour proposer la création d'activités Hydrogène dans le bassin mosellan.



Figure 10 : En 2013, un rapport parlementaire, avec comme co-auteurs le député-maire de Forbach, Laurent Kalinowski, et le sénateur, Jean-Marc Pastor, est élaboré au nom de l'Office d'évaluation des choix scientifiques et technologiques et intitulé « L'hydrogène vecteur de la transition énergétique ? ».

En janvier 2019, la création de DINAMHySE dans le cadre du pôle Véhicule du futur à Mulhouse a permis à la région Grand Est de répondre présente lors du lancement du plan national Hydrogène et d'apporter sa contribution à travers ce qui restait d'ALPHEA pour réaliser l'étude sur la création d'une filière Hydrogène en Moselle.

Ainsi, ALPHEA, pôle de compétences Hydrogène suivi par l'AFHY PAC créée en 1998, a balisé le chemin conduisant à la création de France Hydrogène en 2020.

Conclusion

On peut se demander pourquoi l'enthousiasme, ou plutôt l'emballement constaté à la charnière des années 2000 est retombé, avant de réapparaître aujourd'hui. Les raisons en sont nombreuses :

- La consommation d'énergie dans les transports et l'industrie, mais aussi celle nécessaire pour satisfaire les besoins de la vie courante ont continué à croître, malgré la prise de conscience croissante des impacts du réchauffement climatique. Ainsi, l'augmentation des déplacements et celle de la consommation des automobiles (climatisation, éléments de confort auxiliaires) ont neutralisé les progrès réalisés dans la réduction de la masse des véhicules et le rendement des moteurs.
- On n'a pas observé dans la décarbonation de l'industrie (chimie, sidérurgie, engrais) l'essor de solutions qui nécessitent une production massive et permanente d'hydrogène.

- Ont également joué le maintien à un niveau extrêmement bas du prix des hydrocarbures, sauf en périodes de tension (à titre d'exemple, en novembre 2021, le coût d'un litre d'essence raffiné hors taxe était voisin de celui d'un litre d'eau minérale), ainsi que les difficultés de mise en place de la taxe carbone.
- Le prix compétitif des turbines à gaz a installé durablement ces équipements dans les réseaux électriques.
- Le coût élevé des investissements hydrogène et le manque d'offres des constructeurs (piles à combustible automobile, stockage, stations de remplissage, etc.) n'ont donc pas incité au développement de la filière considérée.
- L'absence de visibilité et la crainte pour les opérateurs de devoir développer un réseau d'infrastructures de distribution sans qu'il y ait de consensus sur le mode à retenir pour l'alimentation des stations correspondantes (installe-t-on l'électrolyseur directement sur place ou alimente-t-on la station en hydrogène par camion ?), combinées à la faiblesse de l'offre d'automobiles à hydrogène, n'ont, elles aussi, pas joué en faveur du développement de la filière.

Aujourd'hui, les politiques nationales et européennes sont clairement affichées. La fin du moteur à combustion en Europe, qui doit être effective en 2035, va accélérer la transition mobilité et permettre l'émergence du segment de la mobilité intensive (bus, camions) qui semble être destiné à utiliser l'hydrogène. La situation géopolitique actuelle qui remet au goût du jour les questions de souveraineté technologique et d'indépendance énergétique va demander un effort d'imagination pour arriver à se passer des matériaux critiques et favoriser le développement des technologies et procédés nouveaux dans la production, le stockage et l'utilisation de l'hydrogène.

Mais, surtout, la prise de conscience des effets du réchauffement climatique alliée à une pédagogie grand public de la transition énergétique est et sera le fait déclencheur de l'avènement d'une société décarbonée.

Au niveau français, l'existence d'une électricité compétitive alliée à un réseau interconnecté n'incitait pas, du moins jusqu'à aujourd'hui, les opérateurs à miser sur le stockage de l'électricité sous forme d'hydrogène.

Stratégie Hydrogène : une nouvelle étape de la réindustrialisation d'un territoire frontalier

Par **Claude TRINK**

Président du Pôle de plasturgie de l'Est (PPE)

Et **Gilbert PITANCE**

Délégué général de PPE

Un programme de développement industriel pour la Moselle-Est a été défini dans le cadre d'une réindustrialisation devenue indispensable à la suite d'une série d'arrêts d'activités industrielles. Ce programme s'appuie sur une connaissance développée localement depuis trente ans en matière d'utilisation de l'hydrogène et s'oriente principalement dans deux directions : d'une part, la mise en place progressive d'équipements de production massive d'hydrogène afin de satisfaire les besoins de la mobilité lourde et surtout de la décarbonation des industries avoisinantes et de la sidérurgie sarroise en adaptant les infrastructures de transport et de stockage déjà existantes ; et, d'autre part, la création d'un centre de formation et de certification afin de développer les compétences professionnelles nécessaires. Ce programme s'inscrit ainsi dans la mise en place d'une vallée Hydrogène transfrontalière étendue à la Sarre, au Luxembourg et à la Belgique.

L'Est du département de la Moselle a été une nouvelle fois frappé en novembre 2018 au niveau de ses activités industrielles par la décision du gouvernement de fermer les quatre dernières centrales à charbon en exploitation en France, parmi lesquelles la centrale Émile-Huchet de Saint-Avoid.

Pour mieux comprendre cette décision, reportons-nous à la déclaration d'Emmanuelle Wargon, alors Secrétaire d'État auprès du ministre de la Transition écologique et solidaire : « L'urgence climatique nécessite aujourd'hui de réduire très fortement nos émissions de gaz à effet de serre, et donc d'arrêter au plus vite la production d'électricité à partir de charbon, fortement émettrice de CO₂ ».

C'est pourquoi le Président de la République a confirmé en novembre 2018, dans sa présentation de la stratégie française pour l'énergie et le climat, que les dernières centrales électriques à charbon de métropole seraient mises à l'arrêt ou reconverties vers des solutions moins carbonées d'ici à 2022, sauf recours exceptionnel à celles-ci pour répondre à la sécurité d'approvisionnement du pays. Cette décision a été matérialisée dans la loi Énergie Climat (2019).

Cette décision de s'affranchir du charbon est intervenue à la suite d'une série de décisions d'arrêt d'activités industrielles qui ont durement affecté l'économie locale : fermeture de la dernière mine de charbon de La Houve (en 2004) ; fermeture de la cokerie de Carling (en 2009) ; fermetures successives des deux

vapocraqueurs de TotalEnergies (en 2009 et 2015) ; arrêt programmé de la fabrication des voitures Smart à Sarreguemines (en 2024), une fermeture compensée partiellement par le démarrage de la fabrication des Grenadier INEOS, dont une version hydrogène à l'étude.

L'arrêt de la tranche Charbon de la centrale Émile-Huchet (CEH)

L'arrêt effectif

L'arrêt de la tranche Charbon est intervenu le 31 mars 2022. La situation énergétique actuelle entraîne aujourd'hui des discussions sur une remise en route temporaire de cette centrale.

Le passé de la centrale Émile-Huchet

La centrale Émile-Huchet est située sur le territoire des communes de Saint-Avoid et de Carling, et son arrêt impacte les territoires de quatre EPCI (district urbain de Faulquemont, communauté d'agglomération de Saint-Avoid Synergie (CASAS), communauté de communes de Freyming Merlebach et communauté de communes du Warndt autour de Creutzwald). On donne à l'ensemble de ces territoires le nom de « Warndt Naborien ». Elle a été mise en service en 1948, elle était alimentée par du charbon et du gaz et exploitée directement par les Houillères de Lorraine, puis

par une filiale des Charbonnages de France (CdF), la SNET (Société nationale d'électricité et de thermique). Elle connaîtra par la suite (à partir de 2004) différents actionnaires (l'espagnol Endesa, les allemands E.ON, puis Uniper, issu de la scission des activités fossiles de E.ON).

Avec une forte volonté d'investir en France, la holding tchèque EPH (Energeticky Prumslove Holding) a racheté à Uniper France, le 4 juillet 2019, l'ensemble de ses activités françaises, notamment les centrales à charbon de Provence à Gardanne-Meyreuil (Bouches-du-Rhône) et Émile-Huchet à Saint-Avold (Moselle), deux centrales appelées à être fermées. Ce rachat inclut également six parcs éoliens et deux centrales solaires. EPH est le sixième groupe énergétique européen. Sa filiale française est dénommée GazelEnergie.

Les deux tranches à gaz du site Émile-Huchet ont été revendues à TotalEnergies en juillet 2020.

L'arrêt de la tranche Charbon de la centrale Émile-Huchet a été à l'origine de la signature du projet de territoire du Warndt Naborien (PTWN).

Le projet de territoire du Warndt Naborien

Le projet de territoire du Warndt Naborien (PTWN) a été signé le 16 janvier 2020 en présence de la Secrétaire d'État, Emmanuelle Wargon. Ce projet a fait l'objet d'un contrat entre l'État, les collectivités locales concernées (région Grand Est, département de la Moselle), les quatre EPCI cités plus haut, la Caisse des dépôts (Banque des territoires), l'Établissement public foncier de Grand Est, l'Agence régionale de santé Grand Est, l'Ademe et GazelEnergie, pour une durée de cinq ans.

Les axes stratégiques du PTWN

Le PTWN se décline selon quatre axes stratégiques :

- Relance économique du territoire (incluant un soutien aux salariés touchés par la fermeture, la mutation de la plateforme chimique de Carling, le versement d'aides aux zones d'activités, des actions de formation, etc.). Dans ce cadre, GazelEnergie propose de

réindustrialiser massivement le site de la centrale en la transformant en une écoplateforme de valorisation énergétique : production de chaleur renouvelable, d'hydrogène, accueil d'industriels soucieux de décarboner leurs procédés... Sur ce thème, le PPE a proposé un programme tourné vers l'hydrogène décarboné (voir son détail ci-après).

- Qualité du service à la population (mobilité des personnes et des biens, potentiel agricole et alimentaire du territoire, économie circulaire, etc.).
- Relance de l'attractivité du territoire (reconversion de friches, attractivité des différentes zones, préservation de l'environnement, mise en valeur du patrimoine à visée touristique, etc.).
- Santé (accès à des soins de proximité, création de maisons de santé pluri-professionnelles, télé-médecine, mesures encourageant l'installation de médecins, contrat local de santé, etc.).

Le PTWN entend donner, à l'échelle des quatre EPCI concernés, une cohérence dans leurs actions et une vision stratégique partagée. L'État y consacre des crédits spécifiquement ciblés sur la revitalisation des territoires, notamment sous la forme d'un fonds de soutien et d'amorçage (le fonds Charbon).

Ce projet comprend une quarantaine de fiches descriptives de projets spécifiques allant de la construction d'une chaudière biomasse à la création d'un pôle touristique, en passant par des activités sanitaires, culturelles et d'innovation.

Le projet Hydrogène soumis par le PPE

Le PPE (Pôle de plasturgie de l'Est) a été créé en 1989 par des industriels (HBL, Solvay, Elf ATO et CdF) et les pouvoirs publics pour générer des activités dans le domaine des matériaux composites. Cette création est intervenue à la suite de la cessation de l'activité charbonnière dans cette région. Plusieurs initiatives de ce genre ont été prises dans d'autres domaines, comme la mécanique, l'hydrogène et les technologies de santé.

La trajectoire du PPE est représentée dans le graphique ci-dessous. On peut distinguer plusieurs phases.



Les différentes phases du développement de PPE.

ENCADRÉ 1 : Vers une vallée Hydrogène transfrontalière

Aidé par le club Hydrogène Grand Est Dynamyse, le PPE a constitué un groupe de travail Hydrogène en 2020. Une étude menée en 2021 a démontré le potentiel de ce territoire, qui est au cœur d'un bassin industriel transfrontalier européen, pour le développement d'une filière hydrogène. Les membres de ce groupe de travail, qui poursuit à l'heure actuelle ses rencontres et réflexions, sont : John Cockerill, Hydrogène de France, H2V, Ergosup, Engie-Storengy, Energis, Edf-Hynamics, GRTgaz, GazelEnergie et Aredox. Ce projet bénéficie du soutien financier de l'État (fonds Charbon), de l'Ademe et de la Banque des territoires.

L'analyse du potentiel hydrogène du territoire s'est appuyée sur un recensement des consommateurs existants (et de leurs besoins aux échéances 2030, 2040 et 2050.) et du potentiel de décarbonation des industries régionales. Une attention particulière a été apportée aux régions voisines (le territoire dispose de frontières avec la Sarre, le Luxembourg et la Rhénanie-Palatinat). Le groupe de travail a veillé à établir des projections cohérentes dans le temps, pour aboutir à des volumes de consommation raisonnablement envisageables. Selon les hypothèses faites, les ordres de grandeur en termes de besoins s'échelonnent de quelques dizaines à plusieurs centaines de MW à long terme.

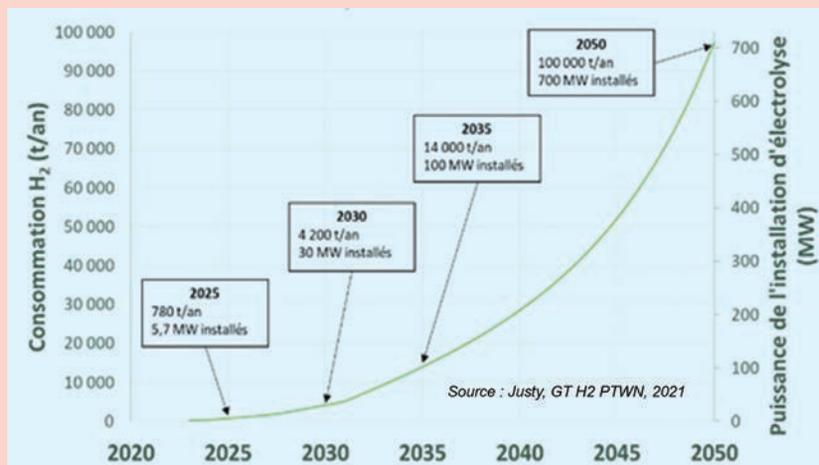
Il a mis en évidence une opportunité de consommation future d'hydrogène bas-carbone née du développement de la mobilité verte, de consommations industrielles et de la décarbonation de la sidérurgie sarroise (une transition à l'hydrogène de ses procédés nécessiterait des quantités d'hydrogène correspondant à plusieurs centaines de MWe de puissance d'électrolyse).

Les premiers actifs de production massive pourraient être dimensionnés en fonction des usages industriels à grands volumes identifiés à long terme. Par la suite, cette production massive pourrait profiter à d'autres sites industriels et au développement de la mobilité. Côté français, un modèle de production de l'hydrogène se situant au plus proche des usages envisagés pourrait émerger au sein d'un écosystème naissant (projets Emil'Hy et H2V Warndt Naborien). Côté sarrois, c'est le projet voisin Hydrohub Fenne qui amorcerait l'écosystème.

Se posera ensuite la question du transport, de la distribution et d'un stockage adapté, avec pour objectif de connecter le site à un territoire étendu. Une telle opportunité peut justifier une solution de transport d'hydrogène par *pipeline*, d'où l'idée de la conversion au 100 % hydrogène de canalisations de gaz naturel existantes (projet MosaHYc) et d'un stockage de grande capacité pour assurer sécurité et flexibilité d'approvisionnement à une future économie de l'hydrogène (sur le site de Cerville en Lorraine).

L'analyse de la mobilité a ciblé le marché de la mobilité intensive comme étant le plus adapté à une conversion à l'hydrogène (bus, bennes à ordures ménagères, poids lourds). Sur le territoire du Warndt Naborien, deux simulations ont été réalisées de façon indépendante et complémentaire par deux bureaux d'études, lesquels se sont appuyés sur des référentiels nationaux et européens. Leurs conclusions se rejoignent :

- l'enjeu de la mobilité se dédouble entre l'agglomération de Saint-Avold, concernée par les transports collectifs, et un maillage territorial structuré par le transport interurbain, celui de marchandises et la collecte des déchets ;
- autour de Saint-Avold, on peut raisonnablement estimer qu'à l'horizon 2025, une dizaine de véhicules lourds à l'hydrogène pourraient circuler sur le territoire du Warndt Naborien, avant de voir ce nombre porté à une cinquantaine de ce type de véhicules à l'horizon 2030 (scénario médian) ;
- le véritable décollage de la mobilité Hydrogène sur un territoire aussi étendu pourrait être attendu à l'horizon 2028-2030, grâce au bénéfice tiré de l'existence d'un site centralisé de production d'hydrogène décarboné sur Saint-Avold à des coûts maîtrisés.



Projections 2023-2050 selon un scénario médian de la consommation et de la production d'hydrogène sur le territoire du Warndt Naborien. À titre indicatif, Emil'Hy vise un amorçage de l'écosystème avec l'installation dès 2024 d'une capacité d'électrolyse de quelques MW. De son côté, H2V Warndt Naborien entend développer une capacité d'électrolyse de 100 à 400 MW.

L'étude a ainsi révélé une dimension transfrontalière inhérente au territoire. Sur un espace transfrontalier Lorraine-Sarre, se dessinent les contours d'une vallée Hydrogène européenne avec des sites de production et de consommation d'hydrogène de part et d'autre de la frontière.

Le territoire peut devenir un lieu de démonstration et de développement de projets visant au remplacement progressif des énergies fossiles. La production d'électricité décarbonée à la demande en est un exemple, avec les projets HyPower Moselle et HyPower Sarre de Hydrogène de France (HDF).

L'atout du territoire du Warndt Naborien est qu'il dispose d'infrastructures déjà disponibles (eau déminéralisée, postes électriques, foncier, canalisations convertibles, filière de sous-traitance industrielle locale).

Pour satisfaire les nouveaux besoins en compétences que supposent ces développements transfrontaliers, deux initiatives de formation (HyCert en Moselle et Zukunft Campus Wasserstoff en Sarre) sont en cours de dimensionnement.

La carte ci-dessous est une visualisation globale du territoire transfrontalier. Certains des projets en gestation seront détaillés dans la suite de cet article.



Cartographie illustrant l'initiative « Grande Region Hydrogen » initiée par les partenaires de MosaHyC, une démarche visant à accélérer la création d'un futur écosystème transfrontalier autour de l'hydrogène – Source : CREOS, ENCEVO, GAZELENERGIE, GRTGAZ, H2V, HDF, STEAG, SHS, HDF (2021). Y sont ajoutés les deux projets de centres de ressources et de compétences pour l'hydrogène : celui de HyCert, côté lorrain, et de Zukunftscampus Wasserstoff, côté sarrois – Source : PPE, WFUS (2021).

PPE participe depuis 2008 à la dynamique des pôles de compétitivité à travers le pôle Materialia. De même, il aide à la création du Composite Park à Saint-Avold, un parc industriel de technologies avancées qui a accueilli, à l'instigation de PPE, une antenne « Matériaux composites » de l'Institut de recherches technologiques Matériaux Métallurgie Procédés (IRT-M2P). Enfin, il favorise le développement de liens avec les institutions académiques locales, à travers l'installation sur le site du Composite Park d'un laboratoire de la plateforme technologique Plastinnov de l'IUT de Moselle-Est.

En 2016, le PPE cède ses activités de recherche à l'Institut de soudure et se consacre depuis au développement économique du Composite Park et du territoire de Saint-Avold. C'est donc tout naturellement que le PPE a été amené à s'intéresser à la reconversion du site de la centrale en proposant la création d'activités hydrogène sur le territoire considéré, compte-tenu des expériences antérieures développées dans le cadre de l'initiative ALPHEA (voir l'article de Gilbert Pitance publié dans le présent numéro et intitulé « Le bassin houiller lorrain, un territoire qui s'intéresse de longue date à l'hydrogène »). Le PPE a ainsi proposé, d'une part, d'assurer l'animation d'une filière hydrogène territoriale et, d'autre part, la création d'un centre de ressources tourné vers la formation et la certification (HYCERT). Ces propositions ont été reprises dans le PTWN par la CASAS qui a donné mandat au PPE pour les mener à bien.

Inclusion des projets industriels Hydrogène de la Moselle-Est dans les programmes nationaux et européens

Le projet MosaHyc

GRTgaz, Creos et Encevo ont annoncé leur collaboration en vue de créer un réseau de transport européen 100 % hydrogène, reliant la Sarre (Allemagne), le Grand Est (France) et le Luxembourg. Cet accord a pour objectif de créer une infrastructure de transport d'hydrogène de 70 km, en convertissant des infrastructures gazières existantes et non utilisées.

Ce projet figurait parmi les 62 projets retenus en mai 2021 dans la première liste de projets IPCEI (Important Project of Common European Interest) de l'Allemagne.

Le GEIE « Grande Region Hydrogen »

Des industriels français, allemands et luxembourgeois ont décidé de se constituer en Groupement européen d'intérêt économique (GEIE) pour donner naissance à la « Grande Region Hydrogen », laquelle couvre la Sarre (Allemagne), la Lorraine (région Grand Est – France) et le Luxembourg.

Les signataires sont Creos Deutschland, Encevo, GazelEnergie, GRTgaz, H2V, Hydrogène de France, SHS (Stahl Holding Saar GmbH) et Steag GmbH.

En ciblant le secteur de la production d'acier et celui de la mobilité, l'écosystème devrait réduire les émissions de CO₂ de plus de 980 000 tonnes/an d'ici à 2030.

Le projet Emil'Hy

GazelEnergie a indiqué sa volonté d'investir dans des projets de production d'hydrogène sur son site de Saint-Avold. Des capacités industrielles existent déjà : disponibilité en eau, raccordements au réseau électrique, foncier SEVESO disponible.

GazelEnergie est ainsi en train de développer un premier projet nommé Emil'Hy qui doit permettre l'émergence d'un écosystème local, notamment en répondant à la fois à des usages locaux identifiés pour l'industrie et à la mobilité publique comme privée. Répondant à la logique de développement d'écosystèmes hydrogène qu'encourage l'Ademe, il est développé dans l'optique d'une mise en service dès 2024/2025 d'un électrolyseur de 1 MW et d'une station de distribution.

Ce projet – le premier initié dans le cadre du PTWN – préfigure le développement d'un projet de production plus ambitieux construit dans le cadre de la Grande Region Hydrogen, le projet H2V Warndt Naborien.

Le projet H2V Warndt Naborien : un partenariat entre H2V et GazelEnergie

GazelEnergie et H2V développent un projet de production d'hydrogène à grande échelle sur le site de la centrale Émile-Cuchet. Il s'agit de l'installation de quatre unités de 100 MWe chacune. L'objectif est de produire 56 000 tonnes d'hydrogène renouvelable par an. La première unité doit être mise en service en 2026.

L'hydrogène produit sera injecté dans le réseau MosaHYc, dont les canalisations passent déjà par le site de la centrale.

La construction de l'usine s'accompagnera de la création d'environ 100 à 130 emplois directs et de 200 emplois indirects. Ce projet représente un investissement compris entre 400 et 450 millions d'euros.

Les projets d'Hydrogène de France

Hydrogène de France (HDF Energy) a intégré le territoire de la Moselle-Est dans le développement de ses activités hydrogène. Si une *gigafactory* de piles à combustible est en gestation en Aquitaine et est au cœur du dépôt d'un dossier IPCEI, le Warndt Naborien pourrait accueillir deux expérimentations :

- les projets HyPower Moselle et HyPower Saar, qui visent à mettre en place des démonstrateurs *gas-to-power* en utilisant la technologie des piles à combustible pour produire de l'électricité à la demande. Deux installations de 10 MWe sont prévues, l'une en Moselle et l'autre en Sarre ;
- le projet HyShunt, lancé avec Captrain France, la filiale de la SNCF, qui vise au *retrofit* d'une locomotive de manœuvre à l'hydrogène. D'une puissance d'environ 700 kW, cette locomotive « modernisée » comportera un système basé sur une pile à combustible de forte puissance conçue par HDF Energy. Cette première française s'intègre dans un effort de remise à niveau et de réemploi de matériels existants et, à plus long terme, de décarbonation du réseau ferroviaire.

ENCADRÉ 2 : Le projet HyCert

La communauté hydrogène est amenée à croître du fait des enjeux de la transition énergétique. La filière doit se coordonner pour former les futurs opérateurs et ingénieurs dont elle a besoin. Les perspectives de développement imposent de se projeter sur les besoins de formation de personnels qualifiés pour la conception, l'installation et la maintenance des futurs équipements. Des études préliminaires, comme le Livre blanc de France Hydrogène (FH)^a, ont éclairé les enjeux de la formation et de l'attractivité pour les métiers dont la filière hydrogène a besoin : parmi les 84 métiers identifiés, 17 sont déjà en tension.

Dans le cadre du PTWN, le PPE, l'Institut de soudure (IS) et l'Université de Lorraine (UL) ont, en 2021, travaillé de façon coordonnée sur la création d'un centre de qualification, de certification et de formation destiné à accompagner la filière territoriale en construction (projet HyCert). L'objectif était alors de dimensionner correctement un tel centre de ressources et de définir les premières actions pilotes de formation en s'appuyant sur l'ancrage territorial du PPE, l'expertise de l'IS en matière de formation professionnelle et l'expérience et les ressources de l'UL sur l'hydrogène.

L'étude diagnostic préliminaire a permis de prioriser les besoins en formation par type d'équipements : stations de recharge, production d'hydrogène par électrolyse, mobilité (réservoirs et piles à combustible), transport par canalisations. Une série d'entretiens menés en parallèle au premier diagnostic a permis de recueillir le point de vue d'entreprises de la chaîne de valeur hydrogène (production, stockage, transport, distribution, usages)^b.

HyCert entend aujourd'hui poursuivre son action selon deux déclinaisons concrètes :

- la création d'un diplôme universitaire (DU) piloté par l'IUT de Moselle-Est et d'autres composantes de l'Université de Lorraine, ainsi que par les IUT de Thionville Longwy et Metz. Le public cible est celui des étudiants souhaitant obtenir un diplôme de niveau Bac + 2/3.
- le développement, en collaboration ou en partenariat avec des laboratoires et acteurs spécialisés, de projets de formations professionnalisantes en liaison avec les besoins des entreprises sur des thématiques cibles identifiées, à savoir :
 - sécurité/pression/ATEX (atmosphère explosible) ;
 - fabrication/conception d'installations ;
 - procédures d'audit : contexte réglementaire et protocoles ;
 - systèmes EnR ;
 - techniques de contrôle ;
 - autour d'une station hydrogène.

Les données récoltées pour réaliser l'étude HyCert sont à la base d'une action de long terme visant à répondre aux besoins en compétences de la filière hydrogène décarbonée française à l'horizon 2030.

^a L'UL et le PPE sont membres de France Hydrogène, <https://www.france-hydrogene.org/publication/livre-blanc-competences-metiers-de-la-filiere-hydrogene-anticiper-pour-reussir-le-deploiement-dune-industrie-strategique/> ; Étude diagnostic préliminaire au projet HyCert, <https://www.composite-park.fr/ppe/wp-content/uploads/2022/05/Etude-HyCert-Note-de-synthese-final.pdf>

^b Entreprises ayant participé aux entretiens : Air Liquide, Bouygues, Brodex, Bulane, Cahouet, Clemessy, Ekium, Engie, Etna, GazelEnergie, GRDF, GRTgaz, GTT, Eifhytec, H2V, Haffner Energy, GNFA, Hydrogène de France, HRS, Hynamics, John Cockerill, Justy, Lhyfe, Powidian, Pragma industries, Qair, R-GDS, Sakowin, SME, Solaris, SPAC, Storengy, Transdev, Total Energies et Ugitech.

Au-delà de l'hydrogène, d'autres projets innovants visant à contribuer au développement économique local et à l'enrichissement technologique du territoire

La chimie verte sur la plateforme de Carling

Sous l'impulsion des industriels de la plateforme chimique de Carling et des autorités, une transition de cette plateforme vers la chimie verte est aujourd'hui en cours. De nouveaux acteurs ont ainsi élu domicile sur le site et génèrent de nouvelles activités en valorisant les compétences locales en chimie. On citera les exemples de l'usine de l'australien Circa, qui intégrera l'hydrogène bas-carbone dans sa chaîne d'approvisionnement pour son unité de production de solvants qu'il veut plus respectueux de l'environnement, ou encore la *start-up* Afyren qui a choisi Saint-Avold pour l'implantation d'une première unité industrielle de sa technologie fermentaire « tout-en-un » qui permet de générer des molécules substituables aux molécules pétrosourcées aujourd'hui massivement utilisées dans l'industrie. METEX a aussi choisi la plateforme CHEMESIS.

Le projet ARCHE sur le site du Composite Park

Le Composite Park a été imaginé pour valoriser les compétences technologiques existantes sur le territoire mosellan ; aujourd'hui près de 80 techniciens et ingénieurs y travaillent dans les domaines des matériaux composites, de l'énergie et des technologies avancées. Lieu d'innovation reconnu, il est le fruit de la mise en réseau d'acteurs du territoire qui le font prospérer grâce à l'apport de ressources académiques, scientifiques, économiques, technologiques et industrielles. Il convient à présent de doter le Composite Park d'un dispositif spécifique d'encouragement à l'innovation par une information auprès des différents publics et par l'accueil des porteurs de projets. Le projet ARCHE entend y répondre en créant une « Maison des matériaux et des énergies », laquelle est pensée à la fois comme un outil d'information et de sensibilisation de la population au changement climatique, à la transi-

tion énergétique et à ses conséquences, et comme une porte d'entrée pour les acteurs du monde de la recherche déjà présents sur le site.

Le développement de solutions de stockage de l'énergie

La montée en puissance des énergies renouvelables non pilotables a mis en évidence la nécessité de progresser dans le stockage stationnaire de l'énergie. Les choix technologiques à faire doivent l'être en prenant en compte les performances et rendements de conversion, mais aussi la criticité des matériaux, et en tenant compte des exigences d'indépendance énergétique et de souveraineté technologique. Le PTWN intègre aujourd'hui des projets de stockage de l'électricité basés sur les technologies de l'hydrogène et de l'électrochimie sans lithium.

Conclusion : un nouveau rebond

La transition énergétique doit être perçue comme une opportunité en Moselle-Est, cette partie de la région Grand Est durement touchée par l'arrêt des industries lourdes en Lorraine.

L'enjeu de l'hydrogène décarboné réaffirme le caractère transfrontalier du territoire. La dynamique doit être valorisée au niveau européen en cherchant un chemin direct pour financer des projets « saute-frontière », comme ce fut le cas durant toute l'existence des bassins miniers français et sarrois qui ont été à cheval sur des frontières changeantes durant plus d'un siècle.

Les 16 et 17 mai derniers se tenait à Bruxelles la conférence « Hydrogène : comment décarboner l'Europe, au-delà des frontières », organisée à l'initiative de la région Grand Est et sous la présidence française du Conseil de l'Union européenne.

Il y a été rappelé que l'espace SaarLorLux, qui est au cœur de la Grande Région, a été à l'origine de la création de la CECA (Communauté européenne du charbon et de l'acier) et qu'elle pourrait aujourd'hui être à l'origine d'une Communauté européenne de l'hydrogène (CEH).

ISTHY : un centre d'essai et de certification au service de la filière hydrogène

Par Michel ROMAND, Haitham S. RAMADAN et Paul MOROT
ISTHY (Institut du Stockage HYdrogène)

L'Institut du Stockage HYdrogène (ISTHY) est un laboratoire industriel dédié aux acteurs de la filière hydrogène, qu'ils soient intégrateurs, fabricants ou utilisateurs, et aux organismes impartiaux du domaine. L'activité de cet institut réside dans la réalisation d'essais de conformité et de certification qui s'appliquent aux réservoirs ou aux systèmes de stockage de l'hydrogène avant leur mise sur le marché. Pour ce faire, ISTHY s'appuie sur les référentiels réglementaires ou normatifs spécifiques aux différents marchés applicatifs (mobilité, stationnaire, transport, etc.).

L'ISTHY contribue, au travers de son académie de formation, à la diffusion des connaissances sur l'hydrogène au sein des ressources humaines de la filière et participe à la recherche partenariale et collaborative.

Dans cet article, nous aborderons d'un point de vue scientifique les principales technologies de stockage de l'hydrogène, les différents modes et systèmes existants, en insistant sur leurs caractéristiques et leur positionnement par rapport aux différents marchés applicatifs. Nous procéderons à un bref rappel des référentiels d'essai et de certification existants pour faciliter le travail d'appréhension du sujet par le lecteur.

Introduction

Hier véritable arlésienne de l'énergie, l'hydrogène s'affiche aujourd'hui comme l'une des solutions majeures pour décarboner nos sociétés : dans l'industrie, tout d'abord, par la décarbonation des usages existants avec la substitution de l'énergie d'origine fossile par de l'hydrogène vert issu de l'électrolyse alimentée par des EnR. Dans les transports et la mobilité lourde, ensuite, où la densité massique des solutions technologiques lui confère un avantage que les batteries, mêmes celles les plus avancées développées dans les laboratoires, ne semblent pas encore en mesure de venir concurrencer.

Stockage d'hydrogène

Il existe deux grands types de stockage de l'hydrogène : d'une part, les modes de stockage utilisant les qualités physico-chimiques de l'hydrogène, comme le stockage sous pression et le stockage liquide cryogénique ; et, d'autre part, les modes utilisant des supports de stockage capables d'absorber ou d'adsorber l'hydrogène, comme les hydrures métalliques ou les LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) (voir la Figure 1 ci-dessous).

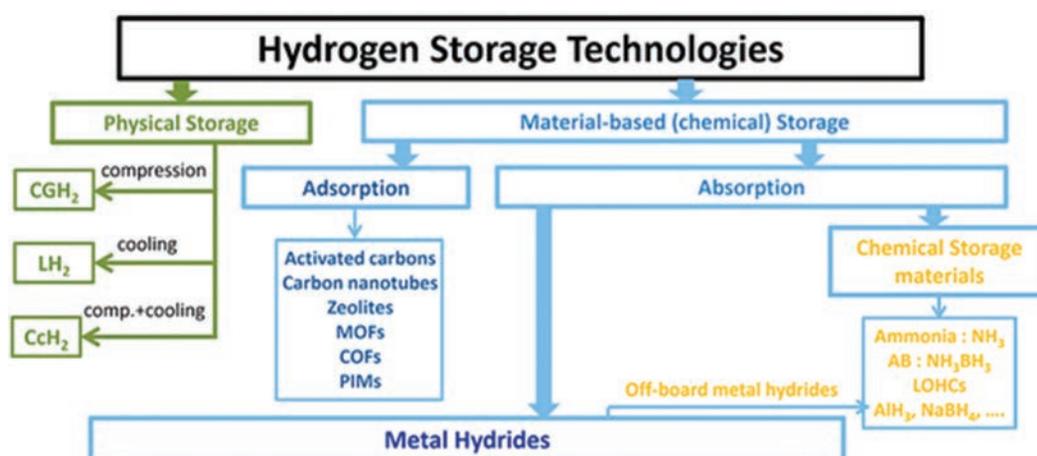


Figure 1 : Les deux grandes familles de technologies de stockage de l'hydrogène.

Dans la Figure 2 ci-après, une comparaison est faite entre les capacités volumétriques de différents types de stockage de l'hydrogène. Un kilogramme d'hydrogène occupe environ 11 200 litres (L) dans des conditions standards de température et de pression. Ce volume peut être réduit à 76,9 L, 43,5 L ou 26,3 L, lorsque l'hydrogène sous sa forme gazeuse (H₂ – dihydrogène) est comprimé à 150 bars, 350 bars ou 700 bars. Ainsi, le volume d'H₂ peut encore être réduit à 14,1 L à une température cryogénique de 20°K à l'état liquéfié. Dans le cas des hydrures à l'état solide, le volume d'un kilogramme d'hydrogène peut être drastiquement réduit – stockage sous forme d'hydrures d'alliages métalliques, comme LaNi₅H₆, MgH₂ et Mg(BH₄)₂ – sans nécessiter de recourir à la haute pression ou à des températures cryogéniques, offrant ainsi une approche sûre et compacte du stockage de l'hydrogène.

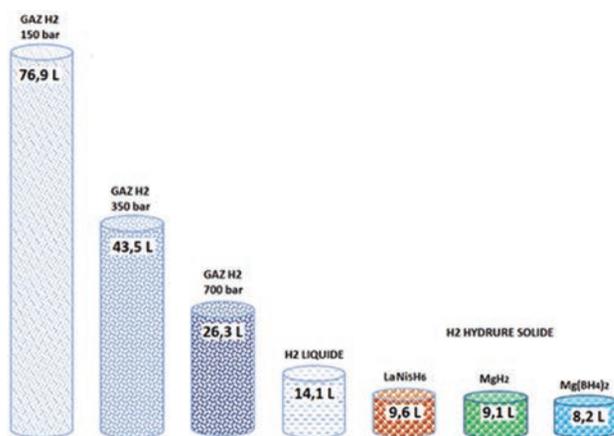


Figure 2 : Volumes occupés par 1 kg de H₂ pour divers types de stockage et de matériaux [3].

Modes de stockage physique

Stockage sous pression

La compression à haute pression est la technologie la plus répandue pour stocker l'hydrogène sous forme de dihydrogène. Ce dernier est élevé à une pression de service de 350 ou 700 bars, dans les cas les plus courants, pour être conservé dans des bouteilles qui diffèrent selon la technologie employée. Ces technologies sont décrites dans le Tableau 1 ci-après. Elles sont le fruit d'une évolution continue tournée vers l'allègement et l'augmentation de la résistance structurelle des réservoirs. D'après les informations du Tableau 1, l'intégration des fibres composites dans la fabrication des réservoirs permet une réduction de ceux-ci en termes d'épaisseur et de poids. Par rapport aux réservoirs de type I, ceux de type IV permettent de stocker une masse plus importante d'hydrogène pour un même volume grâce à des pressions plus élevées. À la faveur de cet avantage, l'utilisation des réservoirs de type IV augmente rapidement dans différentes applications, notamment en matière de mobilité. Il est possible d'assembler entre eux les réservoirs pour constituer un système afin de moduler à l'envi la capacité totale de stockage. Les dernières évolutions au regard des matériaux employés permettent d'envisager l'émergence de réservoirs de type V, reposant sur des enroulements filamenteux pour assurer à la fois leur étanchéité et leur résistance structurelle, et n'exigeant donc plus de liner, ce qui permet ainsi de réduire fortement le coût et le poids de ces réservoirs de nouvelle génération, tout en améliorant leur recyclabilité.

Stockage liquide cryogénique

Le stockage de l'hydrogène sous sa forme liquide (LH₂) impose de le refroidir à - 253°C. Ce procédé augmente encore la densité de stockage massique (environ 75 % de plus par rapport au stockage à 700 bars),

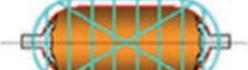
	Type I	Type II	Type III	Type IV
Forme				
Bouteille	Acier	Acier + fibre de verre	Fibre de carbone	Fibre de carbone
Liner	Acier	Acier	Acier	Plastique
Enroulement filamenteux	/	Circonférence	Polaire + Circonférence	Polaire + Circonférence
Épaisseur	-	+	++	++++
Poids	-	+	++	++++
Pression de service (bar)	≤250	≤850	≤700	≤1000

Tableau 1 : Les différents types de réservoirs à haute pression pour le stockage d'hydrogène comprimé.

mais engendre une complexité plus grande du réservoir et génère d'importantes dépenses énergétiques, y compris pour le maintien de la température. Ce type de stockage n'a donc de sens que pour les applications fortement contraintes en volume et en poids, et générant une valeur ajoutée capable d'absorber les coûts induits et un rendement inférieur.

Modes de stockage sous forme d'hydrures ou sur matériaux

Stockage solide

Le stockage sous forme d'hydrures métalliques repose sur la capacité de certains alliages (magnésium, fer et titane, principalement) à former des liaisons chimiques avec l'hydrogène sous certaines conditions de température et de pression, *via* des réactions exothermiques aboutissant à l'absorption de l'hydrogène par l'alliage. La réaction se fait de façon optimale à une pression de quelques dizaines de bars et quelques dizaines de degrés (mais pouvant aller jusqu'à 400°C). La restitution de l'hydrogène est un processus endothermique qui s'opère à une pression de quelques bars ; ce type d'hydrogène convient parfaitement à l'alimentation d'une pile à combustible. Le stockage se fait donc à température ambiante et à basse pression.

Les réservoirs de stockage solide disposent d'un échangeur intégré gérant les flux thermiques entrant ou sortant, sans trop altérer l'excellente densité volumique des hydrures. En revanche, ce mode de stockage exige le recours à des cuves d'un poids important, ce qui cantonne son utilisation aux mobilités peu affectées par cet inconvénient, telles que la navigation ou le transport ferroviaire, et à des applications stationnaires. Ces dernières qui permettent de récupérer la chaleur fatale peuvent utiliser celle-ci pour les opérations de déstockage, faisant monter le rendement de cette technologie à plus de 95 %. La chaleur générée lors du stockage sera utilisée pour de la cogénération, laquelle permet d'atteindre des rendements similaires.

Une autre forme de stockage solide, qui repose sur le principe d'adsorption par des matériaux comme le carbone (charbons actifs, nanotubes...), présente des densités de stockage satisfaisantes autour de - 200°C, mais engendre les mêmes inconvénients que le stockage cryogénique.

Stockage liquide (LOHC)

Dans le cas du stockage LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier), une molécule organique fait office de porteur et se lie à l'hydrogène par absorption. Les pressions sont similaires à celles utilisées pour les hydrures, mais les températures sont plus élevées (les composés demandent une température proche de 300°C) pour pouvoir déstocker l'hydrogène ; cette solution est incompatible avec la chaleur produite par une pile à combustible de type PEM. L'état liquide de ces matériaux et leur capacité à stocker l'hydrogène même à pression ambiante leur donnent un avantage déterminant en termes de transport. Les LOHC ne possèdent certes pas la densité volumique des hydrures, mais ils affichent une densité massique plus élevée, se situant entre les 700 bars et les hautes efficacités de niveau cryogénique. Ces avantages

combinés à l'absence de la nécessité de disposer de réservoirs spécifiques permettent d'envisager l'utilisation de ce procédé pouvant être conformé pour des applications en matière de mobilité.

Cas d'emploi des différents modes de stockage

Stockage d'hydrogène embarqué dans des véhicules

Le stockage gazeux dans des réservoirs de type IV est utilisé dans les automobiles à des pressions de 700 bars et dans les nouvelles générations de camions qui permettent d'augmenter la masse d'hydrogène embarquée et donc de gagner en autonomie pour ces véhicules lourds. Les autres mobilités intensives (dont les bus) mettent en œuvre généralement des réservoirs à une pression de 350 bars. Ceux-ci sont régis, suivant les cas, par les référentiels CE 79/0009 [6], UE 406/2010 [7], UN R134 [8] et UN GTR13 [9].

Les hydrures métalliques sont utilisés pour les mobilités douces, par exemple sous forme de cartouches amovibles, ainsi que pour des applications dans l'habitat et le tertiaire. Les réservoirs les plus récents présentent des temps de rechargement s'approchant de ceux de stockage gazeux.

Stockage de l'hydrogène pour en assurer le transport

Le transport de l'hydrogène doit respecter les référentiels s'appliquant au transport de matières dangereuses. Il doit s'effectuer dans des réservoirs conçus selon des normes spécifiques ; ainsi, les normes ISO 12245 [10] et ISO 16111 [11] couvrent les modes de stockages gazeux et solide.

Certification et mise à la route

Les constructeurs de véhicules routiers ont l'obligation d'assurer la sécurité et la sûreté directe et indirecte de leurs produits, que vient sanctionner l'homologation. Ils implémentent donc des solutions hydrogène (systèmes, sous-ensembles, composants) fabriquées par des ensembliers en conformité aux référentiels applicables. Celles-ci sont garanties par la certification, d'une part, lors de la réception par type de véhicules et, d'autre part, de la conformité de leur production tout au long du processus de fabrication (réception par lots et contrôle à 100 %). Les référentiels mondiaux applicables en matière de mobilité terrestre sont l'UN R134 et l'UN GTR13, qui ont été élaborés à la suite de l'obsolescence du règlement CE 79/009 (UE 406/2010) en juillet 2022. Les véhicules *off road* ne sont pas concernés à ce jour.

Normes relatives à la mobilité

Le GTR 13 a été élaboré dans la continuité du WP29 World Forum for the harmonization of vehicle regulations de l'UNECE. Il a servi de base à la confection du R134 qui définit les procédures de certification relatives au réservoir et aux composants du système de stockage. Ce dernier est complété par le règlement UE 2021/535.

La liste des essais réalisés dans le cadre de la réception des véhicules est précisée dans le Tableau 2 ci-après.

Le projet ISTHY

Développé pour répondre à la demande de certifications, l'ISTHY prévoit de fournir, dès l'été 2025, une offre complète de tests sur les réservoirs de stockage, selon les référentiels applicables à la mobilité, au transport de l'hydrogène et aux applications stationnaires. ISTHY sera implanté à Fontaine, sur le territoire de la communauté d'agglomération du Grand Belfort.

Infrastructures d'essai

ISTHY disposera d'un bâtiment de plus de 2 000 m², regroupant des bureaux et des cellules de préparation aux tests. Cet équipement, complété par des bunkers de tests sous pression et à températures extrêmes, permettra de procéder aux essais normés en toute sécurité et, à terme, de certifier ces derniers. ISTHY commercialisera les prestations suivantes :

- mesures et essais pour accompagner les fabricants dans leur phase R&D ;
- mesures et essais pour valider une conformité de type complète ou partielle ;
- mesures et essais sur des lots pour accompagner la production en série ;
- 100 % des mesures et essais à réaliser pour les tests de fin de production.

ISTHY vérifiera la conformité des produits qui lui seront soumis. Les équipements dont l'institut disposera seront dimensionnés pour accueillir une large gamme de réservoirs et de systèmes, en particulier les

gros réservoirs destinés aux mobilités intensives, tels que ceux équipant les camions, les bus, les navires, les locomotives... Les systèmes sont des ensembles multi-réservoirs reliés entre eux, comportant les capteurs et actionneurs complémentaires ainsi que leur unité de traitement. Les tests CEM s'effectuent sur des réservoirs ou des systèmes en fonctionnement et sous sécurité hydrogène.

Technologies de stockage concernées

ISTHY effectuera dès son entrée en service des tests portant sur les technologies de stockages gazeux et solide. Ces prestations s'étendront à terme à d'autres technologies, telles que le stockage liquide cryogénique, LOHC, etc.

Gamme des essais

L'ISTHY proposera la gamme complète des tests listés dans les référentiels suivants : UN R134, GTR 13 [UE 79/2009-406/2010] (Mobilité), ISO 12245 (Transport), ISO 17533 (Stationnaire), ISO 16111(hydrures) (voir le Tableau 3 de la page suivante).

Essais liés à des demandes spécifiques des constructeurs

ISTHY proposera des essais spécifiques sur demande des constructeurs, selon des protocoles dédiés ou novateurs, en particulier lors des phases R&D.

Organisme notifié

ISTHY sera à terme érigé en organisme notifié, accrédité par le COFRAC pour la certification des systèmes de stockage de l'hydrogène dans la portée décrite préalablement. Les organismes notifiés sont en charge de

Identification du test	Item R134
Essai de pression d'épreuve	5.2.1
Pression d'éclatement initiale de référence	5.1.1
Nombre de cycles de pression initiale de référence	5.1.2
Essai de vérification de la résistance au feu	5.1 & 5.2
Essais d'exposition aux agents chimiques et aux cycles de pression à température ambiante	5.2.4 & 3.4
Cycles de pression aux températures extrêmes	5.2.6
Essai de chute (choc)	5.2.2
Dégâts en surface	5.2.3
Essai de pression statique à haute température	5.2.5
Essai de pression résiduelle	5.2.7
Essai de résistance résiduelle à l'éclatement	5.2.8
Cycles de pression à température ambiante et aux températures extrêmes (gaz)	5.3.2
Essais de fuite/perméation sous une pression statique, aux températures extrêmes (gaz)	5.3.3
Essai de vérification de la durabilité des caractéristiques (hydraulique)	5.2
Essai de vérification des caractéristiques attendues pour une utilisation sur route (gaz)	5.3

Tableau 2 : Ensemble des tests requis pour la réception par type de véhicules selon R 134.

SPÉCIFICATIONS DES ESSAIS SOUS PRESSION HYDRAULIQUE		
SPECIFICATIONS DES ESSAIS DE BURST		
Test d'éclatement	Selon référentiels internationaux	
Taille du réservoir	Diamètre extérieur : de 13 cm à 110 cm Longueur : de 30 cm à 400 cm	
Volume du réservoir	7 L à 1400 L	
Poids	7 kg à 1500 kg	
Type	4	
Test d'éclatement		
Pression fluide essai	Maxi 2500 bar	
Température ambiante	20°C +/- 5°C	
SPÉCIFICATIONS DES ESSAIS DE CYCLAGE		
Test de cyclage	Selon référentiels internationaux	
Pression du fluide	Max 1050 bar	
Taille du réservoir	Diamètre extérieur : de 13 cm à 110 cm Longueur : de 30 cm à 400 cm	
Volume du réservoir	7 L à 500 L	
Poids	7 kg à 500 kg	
Type	4	
Test de cyclage		
Cyclage gamme de températures normales	De - 40 ° C à + 85 ° C	
Cyclage gamme températures étendues (optionnelle)	De - 55 ° C / + 120 ° C	
Humidité	40-95% HR ±2%	
Application	700 bar	350 bar
Volume en eau du réservoir	500 L	840 L
Poids maximum du réservoir	500 kg	500 kg
Poids minimum du réservoir	7 kg	7 kg
SPÉCIFICATIONS DES ESSAIS SOUS GAZ HYDROGENE		
Applications	@700/350 bar dès l'ouverture	@700/350 bar Extension prévue
Longueur extérieure du réservoir	De 30 cm à 400 cm	De 30 cm à 400 cm
Diamètre extérieur du réservoir	De 13 cm à 110 cm	De 13 cm à 110 cm
Volume équivalent d'eau du réservoir	7 L à 125/250 L (700 bar)*/** 7 L à 216/432 L (350 bar)*/**	7 L à 500 L (700 bar) 7L à 840 L (350 bar)
Poids hydrogène embarqué	0,28/0.17 kg à 5 kg* 0.28/0.17 kg à 10 kg**	De 0.28/0,17 kg à 20 kg**
Température hydrogène	De -40°C à +20°C	
Température ambiante	De -40°C à +55°C	
Hygrométrie ambiante	95% HR	
SPÉCIFICATIONS DES ESSAIS MECANQUES		
Taille du réservoir	Diamètre extérieur : de 13 cm à 110 cm / Longueur extérieure : de 30 cm à 400 cm	
Volume du réservoir	De 7 L à 1400 L	
Poids	7 kg à 1500 kg	
Type	4	
TEST DE CHUTE		
Hauteur de chute	≤1.8m	
Température ambiante	20°C +/- 5°C	
Energie minimale	488 J	
TEST D'EPREUVE AU FEU		
Température	600°C / 800°C	
Type de feu	Localisé / Enveloppant	
TEST DE PERFORATION		
Calibre	7,62 mm (Diamètre > 120 mm) / 5,6 mm (Diamètre ≤ 120 mm)	
Vitesse nominale	850 m/s	
Distance maximale	45 m	
SPÉCIFICATIONS DES ESSAIS COMPATIBILITE ELECTROMAGNETIQUE		
Sensibilité		
Emissivité		

* Limite maximum absolue avec sécurité passive

** Limite maximum absolue avec sécurité active (inertage)

Tableau 3 : Spécification des essais et caractéristiques de l'ISTHY.

l'évaluation de la conformité au sens de la législation d'harmonisation applicable au sein de l'Union ; ils sont officiellement désignés par l'autorité nationale compétente. Ils doivent fonctionner de manière compétente, non discriminatoire, transparente, neutre, indépendante et impartiale. Ils doivent être dotés du personnel nécessaire, lequel doit disposer des connaissances et de l'expérience suffisantes et adéquates pour assurer l'évaluation de la conformité. Ils doivent prendre les dispositions adéquates afin de garantir la confidentialité des informations obtenues au cours de leur évaluation de la conformité [1].

Références bibliographiques

- [1] DEBRAY B. & WEINBERGER B. (2021), « Guide pour l'évaluation de la conformité et la certification des systèmes à hydrogène », Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS), pp. 1-193.
- [2] HASSAN I. A., RAMADAN H. S., SALEH M. A. & HISSEL D. (2021), "Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 149, p. 111311.
- [3] CHEN Z., MA Z., ZHENG J., LI X., AKIBA E. & LI H.-W. (2021), "Perspectives and challenges of hydrogen storage in solid-state hydrides", *Chinese Journal of Chemical Engineering* 29, pp. 1-12.
- [4] ORTIZ CEBOLLA R., ACOSTA B., MORETTO P. & DE MIGUEL N. (2019), "GASTEF: The high pressure gas tank testing facility of the European commission joint research centre", *International Journal of Hydrogen Energy* 44(16), pp. 8601-8614.
- [5] UNITED NATIONS (2019), "UN Recommendations on the Transport of Dangerous Goods (Volume I / II)", 23.
- [6] EU EC 79:2009 (2009), "Regulation (EC) No 79/2009 of the European Parliament and of the Council of 14 January 2009 on type-approval of hydrogen-powered motor vehicles, and amending Directive 2007/46/EC", Directive of European Commission.
- [7] EC 406:2010 (2010), "Implementing Regulation (EC) No 79/2009 of the European Parliament and of the Council on type-approval of hydrogen-powered motor vehicles", Directive of European Commission.
- [8] UN ECE R134e:2015 (2015), "Uniform provisions concerning the approval of motor vehicles and their components with regard to the safety-related performance of hydrogen-fuelled vehicles (HFCV)", Directive of United Nations.
- [9] UN GTR n°13 (2013), "Global technical regulation on hydrogen and fuel cell vehicles", Directive of United Nations.
- [10] NF EN 12245+A1 (2012), « Bouteilles à gaz transportables – Bouteilles entièrement bobinées en matériaux composites », norme française et européenne.
- [11] ISO 16111 (2018), "Transportable gas storage devices – Hydrogen absorbed in reversible metal hydride", International Organization for Standardization.
- [12] NF EN 17533 (2020), "Gaseous hydrogen – Cylinders and tubes for stationary storage – Hydrogène gazeux – Bouteilles et tubes pour stockage stationnaire", International Organization for Standardization.
- [13] ISO/DIS 11119-3 (2019), « Construction, conception et essais des bouteilles à gaz rechargeables en matériaux composites et tubes – Partie 3 : bouteilles à gaz composites entièrement bobinées renforcées par des fibres et tubes d'une contenance allant jusqu'à 450 L avec liners métalliques ou non métalliques ne transmettant pas la charge ou sans liners », International Organization for Standardization.
- [14] ISO 11623 (2015), « Bouteilles à gaz – Construction composite – Contrôles et essais périodiques », International Organization for Standardization.
- [15] ISO 13985 (2006), « Hydrogène liquide – Réservoirs de carburant pour véhicules terrestres », International Organization for Standardization.
- [16] NF ISO/IEC GUIDE 99, « Vocabulaire international de métrologie – Concepts fondamentaux et généraux et termes associés (VIM) », norme française et européenne.
- [17] ISO/IEC 17000 (2020), « Évaluation de la conformité – Vocabulaire et principes généraux », International Organization for Standardization.
- [18] NF EN ISO/IEC 17025 (2017), « Exigences générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnage et d'essai », norme française et européenne.
- [19] NF EN ISO/IEC 17065 (2012), « Évaluation de la conformité – Exigences pour les organismes certifiant les produits, les procédés et les services », norme française et européenne.

Un projet de formation ancré dans un territoire pour une montée en compétence des techniciens de l'hydrogène : le projet « Terre de SyHyEn »

Par Thierry ZIMNY

Professeur en chimie analytique à l'Université de Lorraine

Et Mathieu MONVILLE

Chef de projet Hydrogène au Pôle de plasturgie de l'Est (PPE)

La crise écologique et énergétique actuelle accélère le développement en France d'une filière de production massive d'hydrogène bas-carbone, un développement soutenu par une politique publique incitative. Dans cette compétition internationale annoncée, un enjeu crucial est d'anticiper les besoins en formation, de mettre en place des cursus évolutifs qui s'adaptent aux besoins des acteurs de la filière. Des initiatives territoriales apparaissent, mais sont encore peu nombreuses pour pouvoir répondre aux défis qui nous attendent. Le projet « Terre de SyHyEn », labellisé par le pôle de compétitivité Materialia, est une illustration de la mise en relation, au service d'une ambition économique et écologique, d'un territoire et d'acteurs de la formation technologique s'appuyant sur un réseau d'Instituts technologiques universitaires (IUT).

Introduction

L'émergence d'une nouvelle filière industrielle nationale structurée autour de la production, le stockage et l'usage de l'hydrogène doit s'accompagner d'une réflexion approfondie sur les métiers et compétences qui seront nécessaires pour assurer la mutation vers une économie et une industrie décarbonées. C'est un véritable défi qui se présente aux acteurs de la formation, dans un contexte où, sur le territoire national, on constate une évolution exponentielle des annonces de projets par des acteurs privés et des collectivités publiques, alors qu'il n'existe que peu des métiers spécifiques à la constitution de la chaîne de valeur de l'hydrogène. On ne peut que se réjouir de cet engouement autour du vecteur énergétique hydrogène encouragé par des mécanismes nationaux et européens d'incitation et de soutien financier. La question des compétences, du recrutement des profils et des talents nécessaires au déploiement de ces activités est cependant rarement évoquée dans les communiqués de presse. Or, il s'agit probablement de l'un des points les plus cruciaux pour faire que la filière considérée s'engage sur la voie de la réussite. Si la formation initiale est souvent un sujet occulté par les porteurs de projets, c'est que cette question relève de la compétence d'acteurs de l'Éducation nationale – enseignement secondaire et universitaire –, dont

l'action s'opère généralement sur un temps long, celui nécessaire pour mettre en œuvre les cursus et les moyens nécessaires. La formation continue est, quant à elle, sujette à une structuration *a priori* plus rapide, en particulier pour les métiers d'opérateur et de technicien, pour lesquels une coloration ou plutôt une adaptation des cursus qualifiants est privilégiée.

Le projet de formation « Terre de SyHyEn, Systèmes Hydrogène Énergétique : productions, stockages, usages » présenté par l'IUT de Moselle-Est (Université de Lorraine) s'inscrit dans une logique de territoire qui vise à créer les conditions de développement d'une offre de formation structurée et évolutive dans le temps, pouvant s'adapter à la montée en puissance des besoins de la filière hydrogène locale et régionale. Récemment labellisé par le pôle de compétitivité Materialia, ce projet de formation diplômante prendra la forme d'un diplôme universitaire (DU) reconnu par les instances de gouvernance de l'Université de Lorraine. Ce projet bénéficie d'un ancrage territorial important, puisqu'il s'appuie sur les perspectives de création d'une filière de production massive d'hydrogène décarboné à Saint-Avold en Moselle. Cette initiative s'inscrit dans le cadre plus global du « Projet de Territoire du Warndt Naborien (PTWN) » signé en janvier 2020 par l'État et quatre collectivités locales, les villes de Saint-Avold, Faulquemont,

Freyning-Merlebach et Creutzwald. Ce projet de territoire fait suite à la fermeture programmée de la tranche charbon de la centrale thermique Émile-Huchet de GazelEnergie située à St-Avold (voir l'article de G. Pitance et C. Trink publié dans le présent numéro).

Quelle stratégie de développement pour une telle offre de formation ?

Pour appréhender les besoins de la filière considérée à l'horizon 2030 et avoir une bonne lecture à la fois qualitative, quantitative et calendaire de l'effort de formation à réaliser, a été effectuée en premier lieu une estimation de la répartition de ces besoins sur le périmètre de la région Grand Est dans le cadre du projet HyCert (voir l'encadré dédié dans l'article précité de G. Pitance et C. Trink). Elle s'est appuyée sur le croisement des résultats de plusieurs études de marché portant sur l'hydrogène en tant que vecteur d'énergie avec des données récoltées sur le terrain par le biais d'une enquête réalisée auprès des industriels de la filière déjà présents en région Grand Est ou y développant un projet. Le choix fait a été d'appréhender le sujet de la formation en matière d'hydrogène décarboné au travers d'une estimation des activités de formation à mettre en place au regard de chacune des grandes catégories d'équipements ou d'installations concernés par le développement de la filière concernée, en l'occurrence les installations nécessaires à la production centralisée d'hydrogène décarboné par électrolyse, les canalisations pour la distribution et les équipements de la mobilité hydrogène, dont les stations de recharge des véhicules utilisant ce gaz (voir la Figure 1 ci-dessous).



Figure 1 : Projections à l'horizon 2030 de la répartition des activités de formation liées à l'essor de l'hydrogène vecteur d'énergie sur le périmètre de la région Grand Est, un classement opéré selon les quatre principaux types d'équipements ou d'installations directement liés aux activités de la filière – Source : Estimations HyCert, 2021.

Afin de pouvoir apporter rapidement une première réponse aux besoins en compétences de la filière à travers une formation universitaire diplômante, le choix a été fait de travailler sur un format de diplôme universitaire qui s'adresserait en priorité à un public salarié engagé dans une formation professionnelle et justifiant d'un prérequis scientifique de niveau Bac+2 (niveau 5 de la fonction publique).

Ce choix a été guidé par plusieurs impératifs :

- la nécessité d'être réactif en s'affranchissant des calendriers universitaires de validation de nouveaux cursus, les demandes de création de diplômes universitaires pouvant être examinées au fil de l'eau ;

- ce type de formation autorise un nombre réduit d'apprenants permettant une montée en régime de la formation en adéquation avec la montée en puissance de la filière naissante ;
- la possibilité d'assurer l'autofinancement de la formation par le biais de dispositifs de financement de la formation professionnelle ;
- le diplôme vise un niveau de formation Bac+3 correspondant à une population de techniciens spécialisés qui répondra à une part importante des besoins en ressources de la filière à l'horizon 2030, d'après le Livre blanc de l'association France Hydrogène publié en 2021.

La méthodologie mise en œuvre

Concevoir une offre de formation adaptée aux besoins implique de bien définir les compétences nécessaires à l'exercice professionnel. Dans le cas de l'hydrogène, la difficulté réside dans le fait que les compétences dont a besoin la filière ne lui sont pas spécifiques. Mis à part quelques sujets de niches propres à certains équipements (par exemple, les piles à combustible) ou des procédés de pointe (par exemple, la réduction directe du fer), les métiers impliqués dans le développement de la filière hydrogène se retrouvent de façon transverse au cœur d'autres activités du secteur de l'énergie (ce sont les métiers de soudeur, de tuyauteur, d'électricien, de chef d'exploitation, etc.).

Une analyse des offres de formations diplômantes et/ou qualifiantes proposées par les organisations publiques (les universités françaises) ou privées a été réalisée dès le début de notre réflexion, en 2020. Le constat fait était, d'une part, celui de la faiblesse, voire de la quasi-absence des propositions émanant de la sphère publique universitaire, notamment au niveau technicien, et, d'autre part, de l'existence de quelques formations qualifiantes courtes portées par des organismes privés ou par des entreprises de la filière dans le cadre de formations dispensées en interne.

Nous nous sommes basés sur les principales études réalisées sur le besoin en compétences disponibles à l'époque, notamment celle portée par la région Normandie avec l'agglomération de Caux Seine⁽¹⁾ et⁽²⁾, ainsi que celles de la région Occitanie⁽³⁾ et, plus récemment, de la région Bourgogne Franche-Comté⁽⁴⁾. Nous n'oublions pas l'excellent travail effectué par l'association France Hydrogène, dont les résultats ont été publiés dans son Livre blanc⁽⁵⁾, un travail qui a permis

⁽¹⁾ Carif-Oref de Normandie et Caux Seine Agglomération, rapport « Filière Hydrogène : besoins en compétences et en formation – Normandie », 2019.

⁽²⁾ Carif-Oref de Normandie et Caux Seine Agglomération, rapport « Filière Hydrogène : panorama de l'offre de formation – Normandie », 2020.

⁽³⁾ Cité de l'Économie et des Métiers de demain, région Occitanie, Agence AD'OCC, Hydeo, Kyu Lab, rapport « Métiers de demain pour l'hydrogène vert en Occitanie », 2020.

⁽⁴⁾ Emfor – Carif-Oref de Bourgogne Franche-Comté, rapport « Filière Hydrogène en Bourgogne Franche-Comté : compétences, recrutements et formation », 2021.

⁽⁵⁾ France Hydrogène, Livre blanc « Compétences-métiers de la filière hydrogène », 2021.

d'élaborer un référentiel qui inventorie les compétences et a permis de recenser près de 84 métiers différents pour la filière.

Un groupe de travail a été constitué, regroupant une dizaine d'enseignants-chercheurs issus d'IUT et d'écoles d'ingénieurs de l'Université de Lorraine fortement impliqués, depuis des années, sur des thématiques de recherche sur l'hydrogène. Ils sont issus notamment des laboratoires LEMTA, GREEN, LRGP ou encore LCOMS.

Plus de dix réunions de ce groupe d'experts se sont tenues, elles ont permis de définir une maquette de 108 heures d'enseignement se répartissant en un ensemble cohérent de six unités d'enseignements (UE) de volumes horaires compris entre quatorze à trente-cinq heures.

Les principaux objectifs poursuivis dans le cadre de ce projet sont :

- d'assurer des compléments de formation dans les domaines relatifs à la gestion des énergies renouvelables couplées à l'utilisation du vecteur hydrogène ;
- d'apporter une connaissance générale sur l'hydrogène et la transition énergétique à des salariés exerçant un métier d'intérêt pour la filière H₂ ou disposant déjà d'une solide compétence technique ;
- d'appréhender les dispositions réglementaires spécifiques au domaine de l'hydrogène, notamment en matière de sécurité ;
- de proposer aux acteurs de la filière hydrogène (personnels, entreprises, collectivités) une formation portant sur la gestion des systèmes utilisant ce gaz, et ce sur l'ensemble de sa chaîne de valeur ;
- et, enfin, de consolider les acquis professionnels pour contribuer à améliorer la gestion des ressources énergétiques.

Le fil conducteur du programme est bien l'acquisition de compétences techniques spécifiques aux métiers de la filière hydrogène : maîtriser les ordres de grandeur et les enjeux de la transition énergétique, intégrer le principe du couplage entre énergies renouvelables et le vecteur énergétique « hydrogène », connaître le principe de fonctionnement des principaux équipements sur lesquels repose toute la chaîne de l'hydrogène décarboné (électrolyseurs, stations de recharge, piles à combustible, compresseurs, réservoirs métalliques et composites), s'assurer que le travail réalisé le soit en toute sécurité et de façon conforme. Un focus particulier est fait sur les aspects réglementaires propres à la chaîne de valeur hydrogène et sur la maîtrise des risques associés à l'exploitation et à la maintenance des équipements et installations liés à cette filière. Nous avons également travaillé sur l'acquisition dans le cadre de ces formations aux métiers de l'hydrogène de compétences non techniques permettant de comprendre l'organisation des entreprises ou des collectivités impliquées dans le développement ou l'intégration de nouveaux systèmes énergétiques, ainsi que les outils de gestion qu'elles utilisent, notamment la gestion/pilotage de projets ou le management d'équipes.

La question du meilleur mode d'apprentissage à retenir s'est aussi posée. Afin de permettre l'assimilation des connaissances mais aussi de s'assurer de la disponibilité des salariés qui suivront ce cursus, le choix optimal serait de proposer une formation de type « alternance », en 100 % présentiel ou en *blended learning* (une formation hybride combinant présentiel et cours à distance), intégrant des périodes d'enseignement d'une durée moyenne de trois à dix jours, un enseignement délivré en plusieurs séances. Ce mode d'organisation a recueilli l'assentiment de la plupart des entreprises consultées lors de l'enquête menée par nos soins pour identifier les besoins de formation de leurs personnels respectifs. Ces mêmes entreprises pourraient même voir leurs personnels directement impliqués dans l'élaboration des actions de formation pour positionner les apprenants au plus près du réel. Pour être le plus possible en adéquation avec l'évolution des besoins, une enquête de satisfaction poussée sera réalisée auprès des étudiants ainsi que des entreprises partenaires pour faire le bilan et pouvoir modifier, le cas échéant, les éléments de contenu des UE à la fin de chaque cycle de formation.

Les premières cohortes d'apprenants devraient être constituées d'une douzaine d'étudiants par promotion au titre des trois premières années. Un spécialiste des ressources humaines devrait accompagner la démarche de sélection des profils et de placement des candidats retenus afin d'optimiser la pertinence du cursus pour les industriels intéressés.

Du bon équilibre entre enseignements théoriques et enseignements pratiques, entre mises en contexte et mises en situation

Le projet intègre une dimension pratique non négligeable avec la mutualisation des plateaux techniques du réseau des IUT partenaires de Longwy et Metz. Il s'agit en particulier :

- d'une chaîne d'électrolyse incluant un petit module de stockage et permettant de réaliser concrètement des exercices pratiques de calcul du dimensionnement ou des puissances nécessaires ;
- d'un banc d'analyse fonctionnelle d'une pile à combustible permettant d'appréhender le fonctionnement et la mesure des paramètres de la pile, et de caractériser les propriétés des membranes échangeuses de protons (courbe de polarisation en fonction de la température, courbe des débits, étude des rendements, etc.).

Les mises en contexte et les mises en situation seront des actions prioritaires. Sera à ce titre mise en place une unité d'enseignement spéciale qui fonctionnera en mode projet et qui constituera le produit d'appel présenté aux entreprises du secteur. Cette UE dénommée « Challenge hydrogène » sera basée sur l'ensemble des enseignements dispensés dans le cadre du DU, en adoptant une approche plus systémique. Elle aura pour but la résolution par les étudiants d'un problème technique/technologique (non nécessairement résolu

dans la réalité) proposé par un acteur de la filière hydrogène impliqué sur le territoire : un industriel, un consortium d'industriels, une collectivité locale ou territoriale...

L'exercice doit permettre, en particulier, de contextualiser les connaissances acquises dans un cadre plus large, à l'échelle d'un territoire, en lien avec :

- ses ressources en énergies (conventionnelles comme renouvelables) ;
- son potentiel industriel appréhendé au regard des besoins de développement du vecteur hydrogène pour décarboner l'industrie ;
- le plan de développement de la mobilité décarbonée qui aura été adopté sur le territoire ;
- les applications de l'hydrogène au niveau de l'habitat ou de la ville ;
- le stockage et la valorisation des énergies renouvelables.

Plusieurs projets seront proposés pour répondre aux différentes problématiques précitées. Ceux-ci seront menés par des groupes de deux ou trois étudiants et seront pilotés et encadrés par au moins deux membres de l'équipe pédagogique responsable du diplôme et par un ou plusieurs représentants de l'industriel ou de la collectivité « sponsors » du challenge. Les objectifs principaux de cet UE « Challenge hydrogène » visent à ce que les étudiants puissent analyser le sujet proposé, en déduire les problématiques techniques et économiques associées et réaliser un avant-projet sommaire ainsi qu'un cahier des charges. Ils devront être en capacité de concevoir et de dimensionner les différents éléments du système technologique, et ce en prenant en compte les ressources locales en énergie et les usages prospectifs dudit système. Enfin, le groupe projet devra s'attacher à produire une analyse des coûts en termes d'investissement, de maintenance et de fonctionnement, et devra identifier les contraintes et impacts non technologiques, d'ordre social comme environnemental.

Conclusion

Les études récentes sur les besoins en compétences de la filière hydrogène ont mis en évidence un besoin de formation au niveau opérateur, technicien et ingénieur, avec l'acquisition des compétences spécifiques liées au travail en environnement hydrogène. Le projet de formation « Terre de SyHyEn – Systèmes Hydrogène Énergétique : productions, stockages, usages » a pour ambition de donner une « coloration hydrogène » à des salariés disposant déjà des compétences techniques dont a besoin la filière considérée (dans les domaines de la maintenance, de l'électricité, de l'électronique, du génie des procédés, des contrôles, etc.) et qui seraient désireux d'acquérir les compétences particulières qu'exige la réalisation des opérations sur les équipements et installations hydrogène. Ce projet, résolument ancré dans le territoire de Moselle-Est, ambitionne d'être le premier élément d'une transformation plus conséquente des formations proposées par les IUT rattachés à l'Université de Lorraine, en intégrant à moyen terme des modules ciblés sur la filière hydrogène dans de nombreuses spécialités de BUT (Bachelor Universitaire de Technologie). C'est dans cette optique que s'inscrit le projet Terre de SyHyEn, qui se veut être un projet précurseur participant à la dynamique entretenue par les acteurs engagés localement sur la voie de l'hydrogène décarboné. L'existence de projets industriels ambitieux situés à quelques kilomètres seulement de Saint-Avold et ayant des répercussions transfrontalières avec l'Allemagne, nous amène déjà et de façon plus prospective à réfléchir à comment donner une dimension franco-allemande à ce diplôme, selon des modalités qu'il reste encore à définir.

Un cursus d'excellence pour former des ingénieurs-experts en matière d'hydrogène-énergie

Par Pr Nadia YOUSFI STEINER
Professeure des universités

Lauréat du programme « Initiatives d'excellence en formations innovantes » mis en place par le gouvernement en 2012, le cursus Master en ingénierie (CMI) du réseau FIGURE a conduit à une transformation profonde et durable des universités tant en termes de pratiques d'enseignement qu'en termes de qualité des formations dispensées. Le CMI H3E est l'un de ces cursus ; il a été créé en 2014 à l'Université de Franche-Comté pour former des cadres scientifiques et techniques aux métiers de l'hydrogène, des étudiants devant faire preuve de capacités d'innovation et d'une ouverture sociétale renforcées.

Bénéficiant d'un écosystème Formation-Recherche-Industrie exceptionnel – deux grands laboratoires pionniers dans le domaine de l'hydrogène, un tissu industriel fortement impliqué, une région labélisée « Territoire Hydrogène » dès 2016 et une université qui compte l'hydrogène parmi ses thèmes prioritaires de formation –, le CMI H3E œuvre à proposer une formation d'excellence pour une filière en plein essor. Il s'appuie pour cela sur une offre de formation se déclinant en deux masters (en ingénierie électrique et en ingénierie thermique) et sur un corps professoral constitué d'experts reconnus.

La formation aux métiers de l'hydrogène, quels enjeux ?

L'hydrogène est aujourd'hui identifié comme une filière industrielle stratégique, respectueuse de l'environnement et créatrice de valeur et d'emplois dans les territoires européens⁽¹⁾. En France, elle est considérée comme étant l'une des filières prioritaires dans le cadre des plans France Relance et France 2030. On estime qu'à l'horizon 2030, plus de 100 000 emplois pourraient être créés ou adaptés pour la soutenir. Il s'agit là d'une formidable opportunité en termes d'insertion professionnelle qui s'inscrit au profit d'une filière en plein essor qui exprime d'ores et déjà un grand besoin en compétences clés et qui aura un impact majeur dans l'évolution de ces compétences pour des générations engagées et soucieuses de leur contribution à la transition énergétique.

Un large faisceau de compétences et de métiers est ainsi identifié par des acteurs industriels, académiques et socioéconomiques pour permettre à la fois l'implantation d'écosystèmes territoriaux et le déploiement d'une chaîne de valeur industrielle globale consolidée par un volet « Recherche et innovation fort »⁽²⁾. Accompagner la filière hydrogène dans les territoires signifie mettre

en place des chaînes de production d'équipements clés (*design* et fabrication de composants spécifiques, déploiement de systèmes de production et de stockage d'hydrogène, de cogénération et de véhicules à hydrogène), qu'il sera nécessaire de mettre en service, d'opérer et de maintenir. Il est donc urgent de répondre à ces besoins en compétences⁽³⁾ en développant une offre de formation adaptée qui assure un accompagnement durable de la filière.

C'est au sein d'un écosystème régional très favorable à l'hydrogène-énergie – qui est constitué de la région Bourgogne Franche-Comté, labélisée « Territoire Hydrogène » en 2016⁽⁴⁾, de deux laboratoires de pointe, FEMTO-ST et FCLAB, dont les premiers travaux de recherche sur l'hydrogène datent de 1999, ainsi que d'un tissu industriel et socioéconomique riche (Alstom, Colibri Énergie, Gaussin, Faurecia, etc.) – que naît et évolue tout naturellement la première formation sur l'hydrogène, au sein de l'Université de Franche-Comté : le CMI H3E – Cursus Master en ingénierie hydrogène-énergie et efficacité énergétique –, est ainsi le premier cursus à être mis en place en France pour répondre aux enjeux de cette nouvelle filière.

⁽¹⁾ Hydrogen Europe Research – Fuel Cell & Hydrogen Observatory, <https://www.fchobservatory.u/observatory/education-and-training>

⁽²⁾ GAUBY Thomas, « Adaptation des compétences métiers aux spécificités de l'hydrogène », Étude France Hydrogène, juin 2022.

⁽³⁾ L'axe 3 de la Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France est notamment consacré au développement de compétences en la matière.

⁽⁴⁾ Territoire Hydrogène, <https://www.bourgognefranche-comte.fr/ecologie>

Le cursus Master en ingénierie, une formation du réseau FIGURE et une nouvelle voie pour le métier d'ingénieur

Le réseau FIGURE (Formation d'InGénieur par les Universités de REcherche) est un réseau d'universités françaises qui a été créé en 2012 pour proposer un cursus de formation innovant en ingénierie au sein des universités : le CMI (Master en ingénierie).

Inspiré des normes internationales et complémentaire à la formation traditionnelle d'ingénieur dispensée en France, le CMI est un cursus universitaire adossé à une licence et à un master qui offre aux étudiants un complément en termes de formation, de projets et de stages. Il a pour objectif de former des cadres scientifiques et techniques afin qu'ils deviennent des moteurs de l'innovation, de l'activité économique et de la société en général. Lauréat du programme IDEFI (Initiatives d'excellence en formations innovantes) mis en place par le gouvernement français en 2012, ce nouveau cursus a conduit à une transformation profonde et durable des universités en termes de pratiques d'enseignement et de qualité des formations qu'elles organisent et développent grâce à un système d'assurance-qualité conçu selon les meilleurs standards internationaux.

Les CMIs sont construits comme des ensembles cohérents de pédagogie innovante, où les méthodes d'apprentissage sont basées sur des projets et des mises en situation professionnelle. Ils allient, dès l'entrée dans le cursus, les apports de la recherche à une solide formation disciplinaire théorique et pratique ainsi qu'à des pédagogies actives et à des disciplines offrant une ouverture sur la société. Les étudiants acquièrent ainsi une vision systémique de leur domaine d'expertise et développent une capacité à concevoir et à innover afin d'exercer des fonctions d'ingénieur spécialiste au service de la conduite de projets complexes s'inscrivant dans des environnements professionnels interculturels. Les programmes du réseau FIGURE respectent une charte nationale d'excellence ainsi que les processus d'accréditation et d'évaluation mis en place par le réseau et conduits par un comité d'accréditation et des comités de pairs composés d'experts indépendants. Un label national est attribué aux étudiants diplômés d'un master réalisé dans le cadre d'un cursus CMI.

À ce jour, le réseau FIGURE compte 31 universités membres situées en France ou à l'étranger, dont l'Université de Franche-Comté (uFC), et 104 CMI accrédités dans 18 domaines de formation (dont 9 à l'uFC). La plupart des CMIs dispensent une formation orientée vers les biens et les systèmes de production dans les secteurs des transports aériens et terrestres, de la construction, de l'agroalimentaire, des cosmétiques, de la pharmacie, de l'énergie, de l'environnement, des réseaux et des télécommunications. Elle a opéré une ouverture récente aux services dans les secteurs de l'aménagement du territoire, de la banque, de la finance, de l'édition et des médias numériques. Ces programmes sont menés en association avec 210 laboratoires coresponsables et plus de 400 entreprises.

Le CMI H3E, le cursus Master en Ingénierie, Hydrogène-énergie et Efficacité énergétique

Le CMI Hydrogène-énergie et Efficacité énergétique (H3E) est une formation qui a été créée au sein de l'Université de Franche-Comté en 2014. Adossée à une licence pour l'ingénieur (SPI) et à deux masters en ingénierie électrique et en ingénierie thermique, elle vise à former aux métiers d'ingénieur dans le domaine des nouvelles technologies de l'énergie, en particulier celles liées à l'hydrogène-énergie.

Nature des enseignements

Ce parcours universitaire permet l'acquisition progressive d'une spécialité en hydrogène, en passant par la constitution d'un socle disciplinaire majeur ainsi que par des cours apportant une ouverture en matière sociale, économique et culturelle.

Le volet disciplinaire permet l'acquisition de bases solides en matière d'hydrogène-énergie et d'ingénierie électrique ou thermique, en bénéficiant d'un appui fort de la recherche comme outil de formation qui donne aux étudiants un accès aux dernières avancées

scientifiques et technologiques réalisées dans le domaine. De son côté, le volet « Ouverture sociale, économique et culturelle » est fondamental dans la formation de l'étudiant ; il garantit l'acquisition de compétences numériques, organisationnelles, sociales, environnementales et culturelles. Il correspond à 20 % du temps de formation (~ 720 heures) et s'articule autour de trois axes principaux :

- Une ouverture à l'international à travers l'apprentissage des langues, doublée d'une ouverture interculturelle. Un niveau de certification en anglais est exigé en sortie du cursus et la mobilité à l'international est fortement encouragée tout au long des cinq années de la formation. Cette mobilité est exigée pour le CMI H3E dès la première année et est facilitée par l'ancrage de la formation au sein de deux laboratoires de pointe, dont les partenariats à l'international sont diversifiés.
- Le développement personnel de l'étudiant et un projet professionnel qui se construit progressivement au fil des cinq années d'étude.
- La connaissance des entreprises et des particularités de l'innovation, dès la troisième année de formation, avec des enseignements portant sur l'innovation et un accompagnement pour aider les étudiants dans leurs projets de création d'entreprises (voir la Figure 1 de la page suivante).



Figure 1 : Prise en main conduite dans le cadre de travaux pratiques (TP) sur les piles à combustible – Photo©Jemei S.

À l'issue des cinq années de formation, les étudiants doivent être capables d'analyser la pertinence du recours à l'hydrogène pour diverses applications, connaître les acteurs majeurs de la chaîne de valeur associée, comparer et choisir les meilleurs moyens de produire, de stocker, de distribuer et de consommer l'hydrogène, concevoir et opérer des systèmes stationnaires et embarqués, contribuer à développer une nouvelle activité dans une entreprise ou un écosystème hydrogène, appliquer la réglementation et gérer les risques : autant de thématiques émanant de réels besoins de terrain et surtout y répondant. Les débouchés offerts par cette formation se rattachent aux secteurs de la production, de la distribution et du stockage de l'énergie, y compris renouvelable, et de l'efficacité énergétique dans l'industrie, l'habitat et les transports.

Corps professoral

La majorité des intervenants sont des enseignants-chercheurs du domaine de l'hydrogène. Cela permet aux étudiants d'être informés des dernières avancées

de la recherche et de bénéficier d'un large réseau de recherche aux niveaux national et international. Les étudiants bénéficient également du retour d'expérience d'un large panel d'intervenants extérieurs, des acteurs clés de l'industrie ou du monde socioéconomique. Le fonctionnement en effectif limité permet d'assurer aux étudiants de meilleures conditions d'accueil et d'immersion au sein des laboratoires, un encadrement et un accompagnement de qualité et des échanges stimulants et personnalisés.

Que ce soit dans les métiers académiques ou de l'industrie, la formation est ouverte à l'alternance sur les deux dernières années du cursus, permettant ainsi à l'étudiant de s'immerger dans un milieu professionnel durant ses études. L'insertion professionnelle est excellente : le taux d'insertion est de 100 % à six mois.

Une implication forte des étudiants

Très présents dans des projets de vulgarisation et de sensibilisation en plus de leur implication pédagogique, les étudiants du cursus CMI H3E sont très fortement ancrés dans leur environnement scientifique et sociétal. Ils sont ainsi très actifs dans les activités de dissémination à travers leur participation à l'organisation de conférences, de *workshops* ou de forum internationaux ou encore dans des actions de diffusion scientifique et de vulgarisation à destination du grand public. Plusieurs projets étudiants sont ainsi conduits au sein d'écoles primaires : les étudiants y présentent de manière ludique et vulgarisée l'énergie et l'hydrogène et échangent avec les écoliers autour de ces thématiques. Un autre exemple est celui des parcours pédagogiques qui expliquent l'hydrogène, sa production, son stockage et son utilisation, au travers de vidéos, de kakémonos et de démonstrations pratiques. Ils sont organisés par les différentes promotions en partenariat avec l'industriel Engie et des laboratoires lors des éditions du forum Hydrogen Business for Climate et s'adressent à des groupes de scolaires et au grand public (voir la Figure 2 ci-dessous et la Figure 3 de la page suivante).

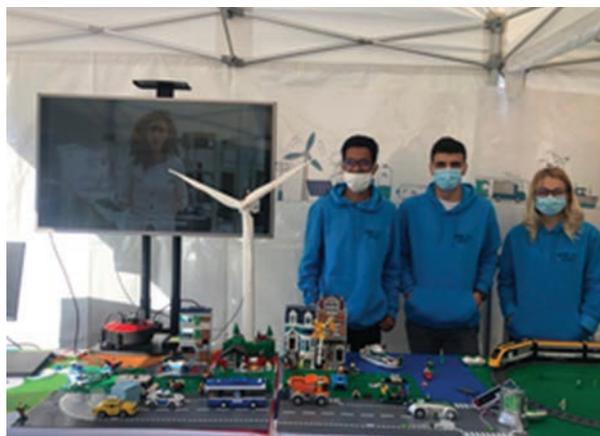


Figure 2 : Les étudiants du CMI H3E animant un parcours pédagogique – Photo©Véhicule du Futur – Forum Hydrogen Business for Climate.



Figure 3 : Intervention d'une étudiante en CMI H3E aux côtés de Mike Horn lors du forum Hydrogen Business for Climate, à Belfort en 2021 – Photo@Véhicule du Futur – Forum Hydrogen Business for Climate.

Reconnaissance du CMI H3E au niveau national

Le projet CMI H3E porté par l'Université Franche-Comté (uFC) a été récompensé par le prestigieux trophée de l'hydrogène, Hydrogénies 2022, prix de « la sensibilisation, de l'éducation et de la formation ». Ce trophée décerné par un jury composé des meilleurs experts

de la filière a été remis à l'uFC lors d'une cérémonie organisée à l'Assemblée nationale, le 15 mars 2022, par le député Michel Delpon, président du groupe d'études Hydrogène de l'Assemblée nationale, et Philippe Boucly, président de France Hydrogène (voir la Figure 4 ci-dessous).



Figure 4 : Les étudiants du CMI H3E lors de la cérémonie de remise du trophée Hydrogénies 2022, organisée à l'Assemblée nationale le 15 mars 2022 – Photo@Hydrogénies.eu

Deux grands laboratoires support

L'Unité d'appui et de recherche (UAR) CNRS FCLAB, par Marie-Cécile Péra, directrice et professeure à l'Université de Franche-Comté



Figure 5 : L'entrée de l'UAR CNRS FCLAB – Photo©Simon Daval_périples_Cie.

FCLAB (Fuel Cell LAB) est une unité d'appui et de recherche du CNRS, de l'Université de Franche-Comté, de l'Université de technologie de Belfort-Montbéliard et de Sup MicroMécanique. Elle est le fruit de plus de deux décennies de recherche et de développements technologiques sur les systèmes Hydrogène pour l'énergie à Belfort. FCLAB développe une offre de prestations s'adressant aux acteurs du domaine, allant de l'expertise de projets à la réalisation de campagnes d'essais et de formation continue. Elle assure ainsi un continuum recherche-valorisation, en s'appuyant sur l'expertise de ses équipes et sur l'animation scientifique du réseau se composant de ses laboratoires partenaires.

Les axes thématiques de ses travaux sont l'efficacité énergétique, la durabilité et la soutenabilité économique, sociétale et environnementale de la filière, de la production d'hydrogène par électrolyse, allant de son stockage à son utilisation dans des piles à combustible pour des applications transport et stationnaires (voir la Figure 6 ci-après).



Figure 6 : La chaîne de valeur hydrogène dans l'expertise de FCLAB – Photo©Simon Daval_périples_Cie.

FCLAB gère la plateforme Hydrogène-énergie, laquelle offre des capacités de test de composants hydrogène de puissance allant jusqu'à 120 kW, des tests réalisés sur des équipements uniques à l'échelle européenne. Elle dispose de huit cellules d'essai correspondant à une surface cumulée de 420 m² ; elles permettent la réalisation d'expérimentations dans un environnement permettant de manipuler de l'hydrogène en toute sécurité. Il est ainsi possible de tester des *stacks* et des systèmes complets ou partiels de piles à combustible, des électrolyseurs et des composants dédiés à la gestion de l'hydrogène. Des essais de très longue durée peuvent y être menés, 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7. Partenaire du projet DURABILITHY, lequel est doté d'un financement total de 4,8 M€, l'UAR FCLAB va connaître un développement accéléré au cours des cinq prochaines années.

FCLAB contribue à la formation des ingénieurs en hydrogène-énergie du CMI H3E en accueillant des apprentis (deux à trois années de formation en continu), des étudiants dans le cadre de leurs projets et de leurs stages. De même, elle apporte un soutien à des actions d'information s'adressant au grand public et à des scolaires.

FEMTO-ST/Équipe SHARPAC, par Daniel Hissel, directeur, professeur à l'Université de Franche-Comté et directeur adjoint de la Fédération nationale de recherche sur l'hydrogène (FRH2)

Localisée à Belfort, l'équipe SHARPAC (Systèmes électriques Hybrides, ActionneurS électriques, systèmes Piles À Combustible) de l'Institut FEMTO-ST (UMR CNRS) se compose de 90 enseignants-chercheurs, chercheurs, ingénieurs et doctorants. Elle développe son activité scientifique dans les domaines applicatifs des véhicules électriques et des énergies renouvelables. Elle est particulièrement impliquée dans l'UAR CNRS FCLAB. L'équipe SHARPAC s'organise autour de six pôles scientifiques (batteries et accumulateurs, convertisseurs statiques, actionneurs électriques, micro-réseaux électriques, jumeaux numériques et systèmes hydrogène-énergie), où les recherches portent sur la conception, la durabilité, l'optimisation et l'intégration de systèmes pile à combustible et d'électrolyseurs dans les domaines du transport et du stationnaire. Ces activités s'appuient sur le savoir-faire expérimental unique mis en œuvre au sein de la plateforme Hydrogène-énergie de Belfort (voir les Figures 7 et 8 de la page suivante).



Figure 7 : Banc d'essai de piles à combustible de type PEMFC (puissance 1 kW) – Photo@uFC.



Figure 8 : Projet ROAD, la première semi-remorque frigorifique au monde fonctionnant à l'hydrogène – Photo@uFC.

FEMTO-ST/Équipe THERMIE, par François Lanzetta, directeur et professeur à l'Université de Franche-Comté

Localisée à Belfort, l'équipe THERMIE (Thermique Écoulements instRuMentation et Énergie) de l'Institut FEMTO-ST (UMR CNRS) se compose de 40 membres : des enseignants, des chercheurs, des ingénieurs et

des doctorants. Elle mène des activités de recherche portant sur les systèmes de conversion d'énergie (machines thermiques motrices et réceptrices, échangeurs), l'énergétique des systèmes multi-sources d'énergie, l'énergétique du bâtiment et sur les écoulements complexes par le biais de l'expérimentation (méthodes optiques, spectroscopiques, IR, métrologie intrusive) et de la simulation numérique. L'équipe est, elle aussi, impliquée dans l'UAR CNRS FCLAB (voir la Figure 9 ci-après)

Les axes de recherche principaux de l'équipe sont l'intégration de l'hydrogène-énergie au sein des bâtiments ; la métrologie et l'instrumentation en fluide et thermique ; la thermique des systèmes énergétiques ; les machines, les écoulements et l'énergétique du bâtiment : autant de recherches où l'interdisciplinarité entre les sciences de l'ingénierie (thermique du bâtiment) et les sciences humaines (histoire et sciences du patrimoine) est mobilisée au profit d'une approche plus exhaustive des propriétés du bâtiment ancien.

L'ensemble des travaux menés au sein des deux équipes précitées de FEMTO-ST (SHARPAC et THERMIE) sont autant d'opportunités d'accueil d'étudiants et de stagiaires du CMI H3E. Ils sont alors directement intégrés dans les activités scientifiques, les projets et les développements expérimentaux mis en œuvre au sein de ces deux équipes.

Informations utiles

Université de Franche-Comté, <https://www.univ-fcomte.fr/>

CMI H3E, <https://stgi.univ-fcomte.fr/formation/cmi-h3e/>

UAR FCLAB, www.fclab.fr/

FEMTO-ST, <https://www.femto-st.fr/en>



Figure 9 : Matrice d'applications scientifiques de l'équipe THERMIE – Photo@Lanzetta F.

La décarbonation de la filière sidérurgique : les enjeux du défi de l'« acier vert »

Par Jean-Pierre BIRAT

Fondateur et président de IF Steelman

La sidérurgie, qui est à l'origine dans le monde de 7 % des émissions anthropiques de gaz à effet de serre, est confrontée au défi de réduire ses émissions de 55 % en 2030 et d'atteindre la neutralité carbone, le « Net Zéro », d'ici à 2050. Comme l'acier restera longtemps nécessaire à la société, des solutions en rupture sont à mettre en œuvre pour atteindre ces objectifs très ambitieux. La R&D a été très active depuis trente ans pour les décrire et les expérimenter jusqu'à atteindre des niveaux élevés de maturité technologique (TRL – Technology Readiness Level). Si elles ne sont pas encore complètement mûres, c'est que le *business model* nécessaire pour les financer reste élué. Une des solutions est la réduction directe du minerai de fer à l'hydrogène vert en substitution à la réduction-fusion au carbone dans les hauts fourneaux. Dans cet article, nous faisons le point sur les voies de rupture envisagées en insistant sur l'hydrogène : en France, des projets très avancés sont en cours chez ArcelorMittal. De même, dans la « Grande région Sarlorlux », une production d'hydrogène est en projet sur le territoire français avant d'être injectée dans les hauts fourneaux sarrois.

Introduction

La sidérurgie est confrontée à un énorme défi, celui de ramener à zéro ses émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici à 2050, ce que l'on appelle l'objectif « Net Zéro » ou la neutralité carbone, que la Commission européenne a fixé pour toutes les activités humaines dans son pacte vert européen (PVE) (Commission européenne, 2019).

Le défi à relever est important au regard de la taille de ce secteur économique (1 951 Mt d'acier en 2021), de l'intensité carbone de l'acier (environ 2 tCO₂/t acier) et du fait que l'acier est un matériau essentiel au fonctionnement de la société. Les émissions mondiales de GES de la sidérurgie constituent 7 % des émissions anthropiques. Il est à noter qu'il n'y a pas de fer métal natif dans la géosphère, seulement des oxydes : pour rompre la liaison fer-oxygène, une combinaison entre un haut « pouvoir réducteur » et beaucoup d'énergie est nécessaire, ce qui explique l'intensité carbone élevée de la production d'acier. Le réducteur disponible en quantité suffisante et le moins onéreux est le carbone, lequel provient soit du charbon, soit du gaz naturel (GN), soit de la biomasse, selon les lieux et les époques.

Stratégie adoptée dans la sidérurgie pour lutter contre le réchauffement climatique

La menace liée au changement climatique (CC) a été identifiée dans les années 1980 et, dès cette époque, on a cherché des parades aux émissions de GES de la sidérurgie (Birat, 1992 ; IISI, 1993 ; Ohno, 1994 ; Ohno, 1994).

Les stratégies générales mises en œuvre pour réduire les émissions de GES de la sidérurgie reposent sur cinq types de « solutions bas-carbone » :

- produire de l'acier en utilisant comme matière première de l'acier recyclé – la ferraille –, dont les besoins en énergie pour sa fusion représentent le quart de ceux nécessaires à la réduction du minerai. Néanmoins, l'acier étant recyclé à un haut niveau (supérieur à 90 %), cette filière ne dégagera de nouveaux potentiels de production que progressivement, au fur et à mesure de la libération de l'acier stocké dans l'économie, soit environ une quarantaine d'années après sa mise en service (Birat, 2021) ;
- continuer à produire de l'acier à partir de minerai de fer, mais avec des variantes :
 - en capturant les émissions de GES avant qu'elles n'atteignent l'atmosphère : par exemple, en les stockant dans des structures géologiques pérennes, comme des aquifères salins profonds

(au-delà de 800 m de profondeur). Cette technique dite de CSC (capture et stockage du CO₂) est utilisée assez largement dans le monde (Global CCS Institute, 2022).

- en remplaçant le charbon par du gaz naturel, donc du CH₄. Ici, c'est la combinaison de carbone et d'hydrogène qui sert de réducteur. Les émissions de GES sont réduites de moitié environ et peuvent descendre jusqu'au Net Zéro en recourant à un CSC.
- en remplaçant le réducteur chimique par de l'hydrogène pur ;
- en remplaçant le réducteur par les électrons du courant dans une cuve d'électrolyse. Ce principe est déjà utilisé pour produire de l'aluminium et du magnésium.

Toutes les combinaisons (linéaires) entre elles des différentes solutions évoquées ci-dessus sont possibles, soit à l'échelle d'un procédé (réduction au gaz naturel enrichi en hydrogène, injection d'hydrogène au haut fourneau), d'une usine, d'une entreprise ou même au niveau de la sidérurgie régionale ou mondiale.

Aujourd'hui, les filières sidérurgiques se répartissent en deux types principaux : la filière intégrée (70,8 %) et la filière électrique (28,9 %) ; le reste, soit 0,3 %, correspondant à des procédés en voie de disparition (World Steel Association, 2022). La première filière repose sur le minerai, avec réduction de celui-ci dans un haut fourneau (HF) par du coke et du charbon pulvérisé, la fonte qui en résulte étant décarburée dans un convertisseur utilisé pour produire de l'acier. La seconde filière est basée sur le four électrique (FE) et recourt à de la ferraille, mais aussi au procédé de réduction directe (RD), qui produit du fer dit de réduction directe (DRI) (113 Mt en 2021).

On voit donc qu'aucune production d'acier n'est assurée, *hic et nunc*, par l'une ou l'autre des solutions en rupture listées précédemment. Pour en comprendre les raisons, une analyse historique de ce qui s'est passé ces trente dernières années est nécessaire.

Le long chemin vers la sidérurgie « Net Zéro »

Entre la prise de conscience du changement climatique par la sidérurgie à la fin des années 1980 et l'injonction d'y apporter une réponse *via* la neutralité carbone universelle, plusieurs étapes ont été franchies :

- Une longue période de réflexion collective s'est déroulée au cours des années 1990. La sidérurgie a travaillé en réseau au niveau mondial sous l'égide de l'IISI – l'International Iron and Steel Institute (IISI, 1993) – et dans des laboratoires de recherche. En parallèle, se construisait une gouvernance mondiale du changement climatique sous l'égide de l'ONU, dans le cadre du protocole de Kyoto, et en lien avec l'IPCC. C'était une période exploratoire, où l'on s'interrogeait autant sur les dangers réels du changement climatique que sur les solutions techniques et politiques pour y remédier.

- Vint ensuite la période des programmes de R&D ambitieux et internationaux, laquelle correspond aux années 2000. Ont ainsi été lancés, en Europe, le programme ULCOS et, au niveau mondial, le CO₂ Breakthrough program de Worldsteel. Un jeu de solutions techniques claires en a résulté, avec des démonstrations à TRL élevés.

- La crise économique de 2008 a porté un coup d'arrêt à la poursuite de ces grands programmes et une période de latence s'est installée correspondant aux années 2010. Des programmes de R&D plus modestes ont été conduits en Europe et au Japon (COURSE50). La question sous-jacente était alors de comprendre comment financer cette transition.

- L'injonction formulée dans le pacte vert européen de 2019 a complètement changé la donne. Cette démarche était poussée par un vaste mouvement de fond de la société. L'objectif bascule alors vers une neutralité carbone à atteindre dans un calendrier ramassé⁽¹⁾.

Au début des années 2020, la sidérurgie dispose donc d'un certain nombre de technologies suffisamment mûres pour pouvoir envisager de basculer vers le Net Zéro : soit la filière Ferraille, qu'il faut continuer à développer pour répondre à l'émergence de nouvelles quantités de ferraille à traiter, notamment en installant de nouveaux fours électriques en substitution de hauts fourneaux ; mais aussi la filière intégrée avec CSC ; ou la réduction à l'hydrogène ; ou encore l'électrolyse du minerai de fer, développé en Europe sous les noms de ULCOWIN et de ΣIDERWIN et réalisé en milieu aqueux alcalin et à basse température (autour de 100°C) (Spire, 2022).

À noter que la question du financement de ces transitions n'est pas réglée, sauf à espérer des financements publics importants pour développer la R&D et les démonstrateurs, l'implication d'investisseurs privés et à laisser subsister un coût résiduel pour les utilisateurs d'acier. En outre, les parties prenantes commencent à se convaincre que le coût de l'action pour le climat est inférieur à celui de ne rien faire.

Hydrogène et sidérurgie

Après avoir été un « producteur » d'hydrogène, présent à hauteur de 60 % dans le gaz de cokerie (GDC), la sidérurgie a inversé son lien avec ce gaz au tournant des années 2020, quand la France et l'Allemagne ont décidé de le favoriser par de larges subventions octroyées dans le cadre du pacte vert. Le choix premier des gouvernements était de décarboner le réseau électrique sur la base des énergies renouvelables et du nucléaire (IEA, 2021). Mais l'hydrogène est vite apparu comme un choix complémentaire d'intérêt en permettant de compenser l'intermittence des renouvelables et la difficulté de stocker l'électricité. En outre, l'hydrogène était un réducteur « élégant » pour la sidérurgie.

Parmi la centaine de projets de technologies neutres en carbone liés à la sidérurgie (Birat, 2021), une moitié est spécifiquement consacrée à l'hydrogène. Après deux

⁽¹⁾ Réduction des émissions de 55 % en 2030 par rapport à aujourd'hui et de 100 % en 2050.

projets exploratoires, H-Iron et Circored, tournés autant vers l'hydrogène que vers les réacteurs à lit fluidisé, la piste de l'hydrogène a été explorée dans le cadre du programme européen ULCOS, puis ensuite dans des projets menés en Allemagne, en Autriche et en Suède, mais cette fois dans des réacteurs à lit fixe (*shaft*). Néanmoins, ce sont les choix politiques faits en faveur de l'hydrogène qui ont précipité l'essor de nouveaux projets, dont des investissements à caractère industriel.

Il est facile d'opérer une comparaison, en tant que réducteur, entre H₂ et CO (Patisson, 2021). H₂ est un très bon réducteur et s'avère d'action plus rapide que CO. De même, il est assez probable qu'il puisse travailler à plus basse température que le gaz naturel utilisé pour la réduction directe. Cela signifie qu'un réacteur fonctionnant à l'H₂ pur pourra être de dimensions plus compactes qu'un *shaft* classique. Il faut noter, néanmoins, que deux des trois réactions de réduction à l'H₂ sont endothermiques, contrairement au GN. Cela exige donc d'introduire les enthalpies correspondantes en amont du *shaft*, plusieurs options étant possibles pour ce faire.

Pour aller au-delà des essais en laboratoire et de modélisations telles que Reactor (Patisson, 2021), il est indispensable d'expérimenter sur des pilotes, puis sur des démonstrateurs et, enfin, sur des FOK, mais sans brûler les étapes. C'est le travail qui est en cours : par exemple, chez HYBRIT, Salzgitter ou VOEST, sur des lignes de production basées sur le procédé Energiron (Energiron, 2022). Midrex met en avant son expérience au travers d'essais conduits sur une ligne de production au Mexique (Midrex-H₂) (Midrex, 2022). Cette étape de montée progressive en TRL exige un travail long et soigné de mise au point.

Si l'on analyse les annonces faites par les sidérurgistes entre 2019 et 2022 en matière d'engagement vers l'atteinte du « Net Zéro », on y retrouve à peu près toutes les solutions évoquées dans cet article, avec des combinaisons et des variantes : fermeture de hauts fourneaux chez ArcelorMittal, SSAB, ThyssenKrupp Steel, Salzgitter et VOEST pour les remplacer par des fours de RD à l'H₂ et/ou par des fours à arc électrique (FEA, FE) ou à arc submergé (FAS), alimentés en H₂-DRI ou par de la ferraille. Les hauts fourneaux maintenus en service devraient, quant à eux, être équipés de CSC. Quand un FAS est mis en ligne, il sert de tampon entre la réduction à l'H₂ et le convertisseur (TKS Duisburg et AM Dunkerque). AM, qui a le plus d'usines en Europe, est aussi le sidérurgiste qui a annoncé la mise en service du plus grand nombre de fours de RD recourant à l'H₂ (Dunkerque, Fos, Brême, Eisenhüttenstadt, Gand, Hambourg et Asturies/Sestão). Il est à noter qu'un démonstrateur de SIDERWIN est en cours de développement chez AM à Maizières.

On remarquera, *in fine*, que les technologies déjà décrites s'attachent à réduire les émissions de GES de l'amont des usines intégrées. Or, la neutralité carbone doit, en principe, être atteinte à l'échelle globale de l'usine : on réfléchit donc à mettre au point des fours de réchauffage « Net Zéro » fonctionnant avec des brûleurs à l'hydrogène.

Le coût de ces filières a été estimé par EUROFER à au moins 13,8 G€/an d'ici à 2030 et à 8,4 G€/an jusqu'en 2050, ce qui correspondrait à un coût du CO₂ de 97 €/t en 2030 et à un coût global de 280 G€ (Eggert, 2022). Ces sommes représenteraient à la fois des dépenses d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX).

Des filières intermédiaires pour préparer la neutralité carbone

La neutralité carbone peut paraître lointaine et difficile d'accès à certains sidérurgistes. C'est pourquoi ils ont imaginé des solutions intermédiaires pour atteindre les objectifs à l'horizon 2030.

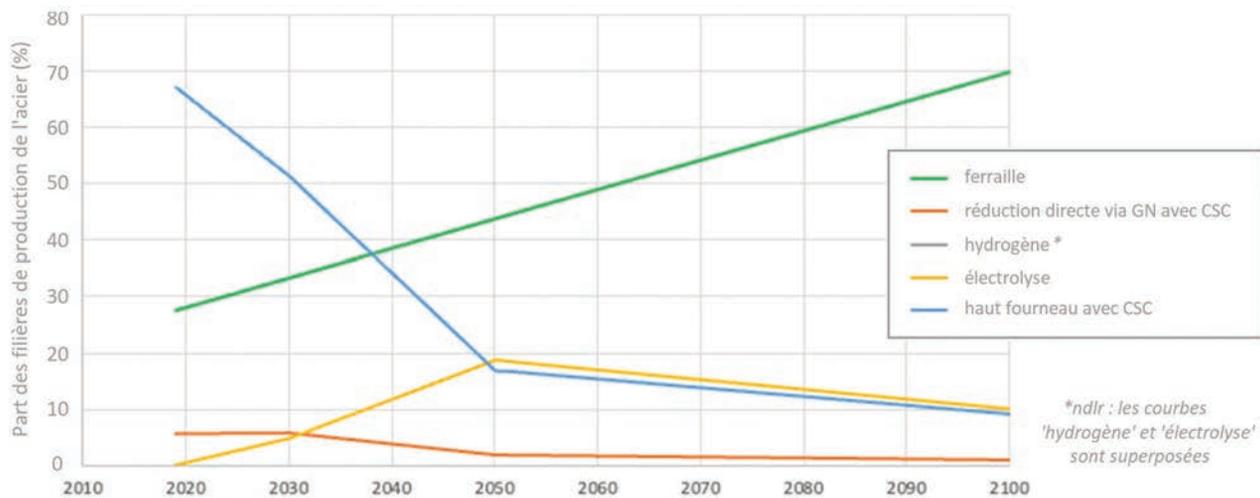
Nous avons indiqué plus haut que la réduction directe permet, en principe, de passer petit à petit du gaz naturel à l'H₂ pur. Une solution plus simple consiste à injecter du H₂ dans le haut fourneau soit sous forme de GDC, soit de H₂ pur : les émissions de CO₂ seraient ainsi réduites de 10 à 20 %.

Le projet de « Grande Region Hydrogen », porté par des industriels de Lorraine, de la Sarre et du Luxembourg, vise à produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau à partir d'énergies renouvelables sur les sites des anciennes centrales à charbon de Carling et de Völklingen. Cette production a vocation à irriguer les territoires avoisinants. Un de ses usages importants sera d'être injecté dans les hauts fourneaux de ROGESA, qui alimentent en fonte les aciéries de Saarstahl et de Dillinger Hütte (Creos, 2021 ; Grande Region Hydrogen, 2021). S'instaurerait ainsi une collaboration transfrontalière, la production étant assurée dans le cadre du projet HydroHub Fenne en Allemagne et par la société GazelEnergie-H2V en France, son acheminement l'étant par des réseaux de *pipelines* reconvertis au transport d'hydrogène (projet MoSaHYc) et son utilisation faite en haut fourneau dans le cadre du projet H2SYNGas.

Conclusion

La sidérurgie, en France et plus largement en Europe, mais aussi dans le monde, devra passer à une production d'acier neutre en carbone d'ici à 2050. Cela demandera des transformations majeures des usines sidérurgiques actuelles, avec très vraisemblablement des surcoûts importants de production.

Il est plus que probable que plusieurs filières, dont la réduction à l'hydrogène, travailleront en parallèle. La figure de la page suivante présente un modèle simple de prospective où sont prises en compte toutes les filières probables : montée en puissance de la filière Ferraille, des filières Hydrogène et Électrolyse, complétées par des hauts fourneaux et des fours RD au GN, et avec également un recours au CSC. La production devrait ainsi être effectivement « Net Zéro » dès 2050 (Birat, 2021).



Projection de la production d'acier en fonction des différentes filières au cours du XXI^e siècle.

Parmi les défis soulevés par une telle projection, au-delà de la transformation de la sidérurgie proprement dite, figure la nécessité d'amener l'électricité verte (ou rose) jusqu'aux électrolyseurs produisant l'hydrogène, puis ce dernier aux sidérurgistes. On parle ainsi globalement en Europe de 230 TWh/an d'hydrogène et de 5,5 Mt dans le scénario d'EUROFER très chargé en H₂ (Eggert, 2022). Selon l'IEA qui a fait une description du système énergétique mondial, cela reviendra à multiplier les capacités de l'éolien par 11 et celles du solaire par 20 et à construire de grosses capacités d'électrolyse de l'eau. Il est à noter que l'hydrogène peut aussi être importé plutôt que produit en Europe et être généré soit dans les régions riches en renouvelables, soit à proximité des usines sidérurgiques. Toutes ces options sont encore ouvertes, de même que la mise en musique de l'ensemble de ces systèmes.

Références bibliographiques

BIRAT J.-P., ANTOINE M., DUBS A., GAYE H., DE LASSAT Y., NICOLLE R. & ROTH J.-L. (1992), « Vers une sidérurgie sans carbone », *Journées sidérurgiques 1992*, 16-17 décembre 1992, et 1993, *Revue de Métallurgie* 90, pp. 411-421.

BIRAT J.-P., PATISSON F. & MIRGAUX O. (2021), "Hydrogen Steelmaking – Part 2: competition with other zero-carbon steel-making solutions and geopolitical issues", *Matériaux et Techniques* 109, 307, pp. 1-28.

COMMISSION EUROPÉENNE (2019), « Un pacte vert pour l'Europe. Notre ambition : être le premier continent neutre pour le climat », https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_fr

CREOS-SHS, SAARBAND, SIEMENS ENERGY & STEAG (2021), "Cross-border hydrogen project in the Saar region seeking IPCEI funding", *Joint Press Release*, https://www.steag-energyservices.com/uploads/pics/210308_Press_release_Creos_Saarbahn_SHS_Siemens_Energy_STEAG_IPCEI-Six_partners_seeking_IPCEI-funding.pdf

EGGERT A. (2022), "Enabling policy framework for innovative technologies as key for steel transition", The Clean Steel Partnership, "A driver to net zero, from research to deployment of ground-breaking technologies for steel", ESTEP seminar, 1 June.

ENERGIRON (2022), "Energiron, H₂", <https://www.energiron.com/hydrogen/>

GLOBAL CCS INSTITUTE (2022), "Global status of CCS 2021, CCS accelerating to net-zero", pp. 1-79, <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/11/Global-Status-of-CCS-2021-Global-CCS-Institute-1121.pdf>

GRANDE REGION HYDROGEN (2021), « Développer et optimiser une économie de l'hydrogène dans la Grande Région – Des industriels français, allemands et luxembourgeois se constituent en Groupement européen d'intérêt économique », communiqué de presse, <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2021-10/Communique-de-presse-grandeRegionHydrogen-25102021.pdf>

IEA (2021), "Net-Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector", https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf

IISI (1993), "Carbon dioxide and the steel industry", Committee on environmental affairs and committee on technology, Brussels.

MIDREX (2022), "MIDREX H₂, Helping Steelmakers Reduce CO₂ Emissions", <https://www.midrex.com/technology/midrex-process/midrex-h2/>

OHNO Y. (1994), "Countermeasures of carbon dioxide emission in steel industry", *Proceedings of International conference on Eco-Balance*, Tsukuba, The society of non-traditional technology, p. 108.

OHNO Y. & KOMIYAMA H. (1994), "Control of CO₂ emissions in ironmaking process", *Proceedings of the 1st international congress of science and technology of ironmaking*, Sendai, ISIJ, p. 684.

PATISSON F., MIRGAUX O. & BIRAT J.-P. (2021), "Hydrogen Steelmaking – Part 1: Physical Chemistry and Process Metallurgy", *Matériaux et Techniques* 109, 303, pp. 1 et 10.

SPIRE (2022), "SIDERWIN, Development of new methodologies for Industrial CO₂-free steel production by electrowinning", <https://www.siderwin-spire.eu>

WORLD STEEL ASSOCIATION (2022), "2022 World Steel in Figures", pp. 1-31.

Les carburants de synthèse produits à partir d'hydrogène électrolytique et des émissions de CO₂ du secteur cimentier : un vecteur de décarbonation du transport maritime

Par Pierre DE RAPHÉLIS-SOISSAN

Directeur du Développement d'Hynamics

Et Arthur PARENTY

Chargé des Affaires publiques d'Hynamics

Responsable de 2,5 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre, le transport maritime international fait partie des secteurs particulièrement difficiles à décarboner. Parmi les vecteurs de décarbonation possibles et permettant de conserver un service acceptable pour l'économie, les carburants de synthèse produits à partir d'hydrogène électrolytique et de CO₂ disposent d'avantages certains : sous forme de méthanol de synthèse, ils peuvent être utilisés pour alimenter les systèmes de motorisation à combustion existants ; en outre, ils ne nécessitent pas un recours à la biomasse. Si de nombreux projets de production massive de carburants de synthèse se développent à travers l'Europe, certains défis industriels, énergétiques et réglementaires doivent encore être relevés pour libérer le plein potentiel de cette filière.

Les carburants de synthèse comme vecteurs de décarbonation du secteur maritime

La décarbonation du secteur maritime, un enjeu majeur

Le transport maritime international représente 2,5 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre. La stratégie climatique de l'Organisation maritime internationale (OMI) vise à réduire l'intensité carbone de la flotte mondiale de 40 % entre 2008 et 2030. Une majorité des États membres de l'OMI s'est prononcée en faveur d'une réduction de l'intensité carbone limitée à 11 % entre 2020 et 2026, avant une révision de cette proposition en 2025 permettant de fixer de nouvelles valeurs pour les années 2027-2030 afin d'atteindre l'objectif initial de - 40 %. Au niveau européen, la Commission européenne propose dans son paquet Climat une réduction progressive du CO₂ émis par les navires par rapport aux valeurs observées en 2020, correspondant à une baisse de 2 % dès 2025, de 6 % en 2030, de 13 % en 2035 et allant jusqu'à 75 % en 2050⁽¹⁾.

L'atteinte de ces objectifs de décarbonation est d'autant plus nécessaire que les prévisions de croissance du transport maritime laissent augurer un fort accroissement de ses émissions de gaz à effet de serre si des mesures drastiques ne sont pas prises. L'OMI, l'Agence internationale de l'énergie ou encore l'OCDE prévoient en effet, en fonction des scénarios économiques et technologiques, une demande en transport maritime pouvant atteindre en 2050 le double de celle actuelle. Il est donc critique pour l'atteinte de nos objectifs climatiques d'accompagner cette croissance du transport maritime d'une forte réduction des émissions de CO₂ associées.

Au-delà de certaines mesures, comme la baisse de la vitesse des navires de transport de marchandises, la question centrale et la plus difficile à traiter est bien sûr celle des carburants d'avenir. Le défi est d'atteindre les objectifs de réduction de l'intensité carbone des flottes, tout en faisant en sorte que le service apporté reste de niveau acceptable pour l'économie : il convient donc que le carburant de demain permette de réaliser des opérations maritimes en toute sécurité et fiabilité avec le niveau de décarbonation requis et qu'il soit disponible en grandes quantités dans les principaux ports mondiaux, tout en restant à des niveaux socialement supportables en termes de coûts.

⁽¹⁾ Proposal for a Regulation on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport and amending Directive 2009/16/EC, 14 juillet 2021.

Le méthanol de synthèse, un vecteur de décarbonation du transport maritime

L'agence de classification DNV, un des principaux prestataires internationaux de services en management des risques, a classé les carburants bas-carbone susceptibles d'être produits en trois grandes catégories :

- les carburants obtenus à partir de reformage du gaz naturel associé à la capture et au stockage permanent du CO₂ ;
- les biocarburants élaborés à partir de matériaux organiques non fossiles, venant en complément ou en substitution de combustibles fossiles : il s'agit, par exemple, du biogaz ou du biodiesel ;
- les carburants de synthèse – aussi appelés e-carburants (e-fuels) en ce qui concerne les électro-carburants – produits sans pétrole ni biomasse, mais à partir de CO₂ et d'électricité bas-carbone.

On se contentera ici de restituer, à travers le schéma ci-après, les grandes conclusions de l'étude⁽²⁾, lesquelles qualifient de particulièrement prometteurs les carburants de synthèse, comme l'ammoniac ou le méthanol de synthèse, en tant que vecteurs de décarbonation des navires⁽³⁾.

Il convient toutefois de rester prudent afin de ne pas laisser croire que l'avenir des carburants bas-carbone est déjà tout tracé. Il faut plutôt considérer cette conclusion comme un nouvel argument parmi de nombreux autres en faveur des carburants de synthèse. Concernant en particulier le méthanol, l'analyse des acteurs du marché semble avoir évolué fortement depuis deux ou trois ans. L'étude de Carbone 4 relative

à la décarbonation du secteur maritime⁽⁴⁾, datant pourtant de seulement 2019, ne citait même pas le méthanol comme un carburant potentiel. À l'inverse, Maersk et CMA CGM ont tous deux annoncé en 2022 des commandes portant sur plusieurs porte-conteneurs fonctionnant au méthanol. On mesure le chemin parcouru en seulement trois ans.

La technologie la plus mature pour produire ce méthanol de synthèse repose sur la combinaison, dans un réacteur thermocatalytique, d'un hydrogène produit par électrolyse de l'eau avec du CO₂. Pour que ce méthanol de synthèse présente un intérêt du point de vue environnemental, l'électricité utilisée dans le processus d'électrolyse doit être bas-carbone, c'est-à-dire d'origine nucléaire ou renouvelable. Sur l'ensemble du cycle de fabrication, l'empreinte carbone de ces carburants durables doit être réduite d'au moins 70 %⁽⁵⁾ par rapport à leurs équivalents fossiles. Pouvant être employé pour alimenter des systèmes de motorisation à combustion existants, ce type de carburant présente un intérêt certain pour le secteur du transport maritime qui, à l'instar de l'aérien, pourra difficilement se décarboner en recourant seulement à l'électrification ou en utilisant l'hydrogène pur. À ce titre, la production de carburants de synthèse pour le transport maritime représente un débouché majeur pour l'hydrogène électrolytique.

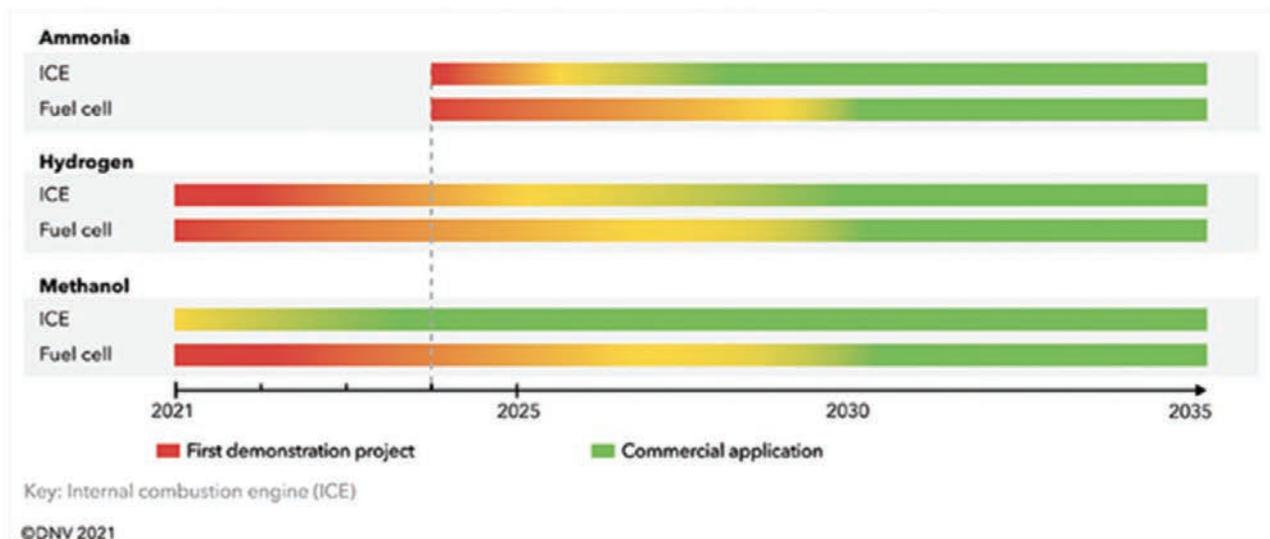
Le méthanol pose évidemment la question du relâchement dans l'atmosphère du CO₂ au moment de la combustion du carburant, et donc de l'origine de l'atome de carbone présent dans sa molécule. La production de méthanol de synthèse doit alors s'adosser à une source de CO₂ abondante, fatale (c'est-à-dire non évitable) et facilement captable.

⁽²⁾ <https://www.dnv.com/maritime/hub/decarbonize-shiping/fuels/future-fuels.html>

⁽³⁾ C'est aussi la conclusion d'une étude récente de l'IRENA. Voir : <https://www.irena.org/publications/2021/Oct/A-Pathway-to-Decarbonise-the-Shipping-Sector-by-2050>

⁽⁴⁾ <https://www.carbone4.com/publication-decarbonation-secteur-maritime>

⁽⁵⁾ Taux minimum de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixé par la directive européenne sur les énergies renouvelables RED II et le paquet « Hydrogène et gaz décarboné » pour pouvoir être considéré comme carburant renouvelable ou bas-carbone, selon l'origine de l'électricité utilisée.



Calendrier prévisionnel de disponibilité des technologies de carburants alternatifs pour le secteur maritime (Nb : contrairement à l'ammoniac et à l'hydrogène, le méthanol constitue une solution qui est, dès aujourd'hui, commercialement déployable).

Un besoin de disposer de volumes importants de CO₂ pour produire les carburants de synthèse : l'intérêt du captage sur des sites cimentiers

Les synergies entre les processus d'électrolyse de l'eau et le captage du CO₂ fossile non évitable des cimenteries

Avant de pouvoir valoriser le CO₂ présent dans les fumées (il représente entre 15 et 20 % de la composition de celles-ci) rejetées par une source industrielle comme une cimenterie, il faut le capturer et le séparer des autres composants de ces gaz de fumée (azote, oxygène, dioxyde de soufre, oxydes d'azote...). Les technologies les plus matures pour effectuer cette séparation sont celles du lavage aux amines et de la capture par technologie membranaire (à noter qu'Air Liquide propose depuis peu sa technologie de séparation des gaz par cryogénie).

Pour éviter de devoir séparer puis concentrer le CO₂, certaines technologies privilégient une approche visant à obtenir une concentration maximale de CO₂ directement dans les fumées de combustion. C'est l'objectif du projet de recherche européen Oxyfuel, qui fait appel au principe dénommé « oxy-combustion » : l'air utilisé au niveau de la tuyère dans le four de cimenterie pour assurer la production de chaleur est remplacé par de l'oxygène pur. Les fumées issues de la combustion sont ainsi quasi exclusivement constituées de CO₂, ce qui facilite considérablement son captage et son utilisation ultérieure.

C'est l'approche adoptée dans le cadre du projet Hynovi conduit par le groupe cimentier Vicat et Hynamics, filiale du groupe EDF spécialisée dans la production d'hydrogène par électrolyse. Ce projet vise à la production industrielle de méthanol de synthèse sur le site de la cimenterie de Montalieu en Auvergne Rhône-Alpes. L'installation se compose de trois briques principales : une plateforme d'électrolyse pour produire l'hydrogène, une unité permettant le captage du CO₂ directement à l'embouchure de la cheminée de la cimenterie et une unité de méthanolisation. D'une puissance de 330 MW, l'électrolyseur, en plus de servir à la production d'hydrogène, présente l'avantage de fournir, en tant que coproduit du processus d'électrolyse, l'oxygène pur qui servira à l'oxycombustion qui facilite le captage du CO₂ dans les fumées. Afin de produire 200 kt de méthanol de synthèse par an à partir de 2027, 300 kt de CO₂ devront être captées chaque année, soit près de 40 % du CO₂ émis par la cimenterie de Montalieu. Ce dimensionnement industriel est considéré comme nécessaire pour obtenir des effets d'échelle sur les différents éléments technologiques du procédé chimique.

Un gisement limité de CO₂ biogénique

Une solution alternative au CO₂ industriel régulièrement mise en avant est l'utilisation de CO₂ biogénique, c'est-à-dire du CO₂ issu du procédé de méthanisation.

Il est à cet égard utile de rappeler quelques ordres de grandeur : une unité de méthanisation typique produit environ 55 % de biométhane et 45 % de CO₂, que l'on qualifie de biogénique, étant entendu que son origine est biologique. La taille moyenne des installations d'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel en France était en 2020 de 176 Nm³/h⁽⁶⁾, ce qui correspond à environ 1 850 tonnes de CO₂ émises en moyenne par site et par an. Par rapport au projet Hynovi, cela représente moins de 0,5 % de la quantité de CO₂ entrant dans le processus de production de méthanol de synthèse. Un défi évident est donc la question de l'accès, en très grandes quantités (plus de 200 fois la moyenne des installations actuelles), à du CO₂ biogénique. Cela suscite évidemment d'autres réflexions plus globales, comme le fléchage des ressources agricoles vers des unités de méthanisation, et ce alors que le décret pris pour l'application de l'article L. 541-39 du Code de l'environnement interdit aux installations de méthanisation d'utiliser plus de 15 % des principales cultures agricoles. Par ailleurs, augmenter fortement la taille des installations de méthanisation pose la question de l'acceptabilité de ces mégaprojets par les riverains (on pense, par exemple, au trafic accru des camions acheminant la matière première).

En conclusion, il ressort que la filière du CO₂ biogénique souffre, pour un éventuel usage dans des projets de développement de carburants de synthèse, de certains freins majeurs, comme la faible disponibilité à court terme de grandes quantités de CO₂, lesquelles sont pourtant nécessaires pour assurer la viabilité même de ces projets. Il serait à bien des égards préférable de capter et de valoriser d'abord le CO₂ industriel non évitable, comme celui inhérent au processus de fabrication du ciment et de la chaux, avant de recourir à des sources de CO₂ biogénique.

Des projets de production de carburants de synthèse répliquables et à fort impact environnemental

C'est dans cette optique d'industrialisation de la production de carburants de synthèse qu'Hynamics développe avec ses partenaires plusieurs projets en Europe pour faire le lien entre ces sources de CO₂ non évitables, que représentent les cimenteries, et les futurs consommateurs de ces carburants, tout particulièrement les armateurs, dont le besoin de disposer de volumes importants de carburants alternatifs justifie la mise à l'échelle de ce type d'installations. En France, le projet Hynovi, avec 200 kt de méthanol de synthèse produites par an à partir de 2027, a pour ambition de produire l'équivalent du tiers de la consommation nationale de méthanol, laquelle est aujourd'hui exclusivement d'origine fossile et est intégralement importée. En plus de son application dans le maritime en tant que carburant de synthèse pour les navires, ce méthanol décarboné pourra être utilisé dans la chimie et permettra ainsi

⁽⁶⁾ <https://bibliographie.ademe.fr/dechets-economie-circulaire/4778-chiffres-cles-du-parc-d-unites-de-methanisation-en-france-au-1er-janvier-2021.html>

d'éviter au global jusqu'à 500 kt de CO₂ par an. Hynovi représente ainsi une première mondiale de transformation « du CO₂ en méthanol » à l'échelle industrielle.

Ce type de projet présente l'intérêt d'être répliquable auprès de toutes les sources de CO₂ industrielles non évitables n'ayant pas accès à des infrastructures de transport et de stockage permanent du CO₂. C'est le cas du projet Hyscale que développe en parallèle la filiale allemande d'Hynamics dans le Länder du Schleswig-Holstein. Avec l'installation d'un électrolyseur de 500 MW, l'oxygène coproduit sera utilisé pour de l'oxycombustion dans une cimenterie voisine et facilitera le captage du CO₂ qui sera combiné avec de l'hydrogène pour produire du méthanol de synthèse, dont une partie sera utilisée comme carburant décarboné.

Par leur envergure et leur caractère particulièrement innovant, ces deux projets sont respectivement soutenus par la France et l'Allemagne dans le cadre de leurs stratégies Hydrogène respectives et s'inscrivent dans les projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC), dispositif dérogatoire au regard des règles d'encadrement des aides d'État. Ce financement public est essentiel pour soutenir l'industrialisation de la filière hydrogène électrolytique et le déploiement massif des carburants de synthèse.

Les obstacles à lever pour libérer le potentiel de la filière

Des enjeux réglementaires déterminants pour l'essor de la filière française et la viabilité des projets de production de carburants de synthèse

En complément du nécessaire soutien public, la différence de compétitivité entre les carburants de synthèse et leurs équivalents fossiles doit être compensée par des objectifs ambitieux de décarbonation qui doivent être assortis d'une incitation financière forte. C'est notamment l'objet du paquet Climat européen, ou « ajustement à l'objectif 55 », qui impose des objectifs sectoriels contraignants de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de pénétration des carburants renouvelables aussi bien dans les transports que dans l'industrie. Ces objectifs sont essentiels pour fournir aux producteurs et aux consommateurs la visibilité nécessaire pour investir à la fois dans les actifs de production de carburants de synthèse et dans les navires qui les utiliseront.

Toutefois, le cadre réglementaire régissant les carburants de synthèse, du fait de sa non-stabilisation, représente aujourd'hui une source d'incertitude importante de nature à ralentir le développement des projets. Il s'agit notamment de la détermination de l'origine du CO₂ qui pourra être utilisé pour produire des carburants de synthèse, notamment afin de s'assurer que les projets de capture et de valorisation de CO₂ industriels ne permettent pas de prolonger l'activité d'actifs émetteurs de CO₂ disposant de solutions de décarbonation directe. Une définition juridique des émissions de CO₂ inhérentes aux procédés industriels,

comme celui de la production de ciment que l'on peut qualifier de non évitable, doit être élaborée pour caractériser le CO₂ qu'il est souhaitable de valoriser en tant que carburant de synthèse. Sans cette possibilité de valorisation de leurs émissions non évitables, l'Ademe estime que 80 % des sites cimentiers français devraient être contraints de fermer ou de délocaliser leur production, faute de disposer d'un accès à un site de stockage permanent du CO₂.

Une autre difficulté réside dans la place singulière qu'occupe au sein de l'Union européenne le mix électrique français, lequel est largement décarboné grâce à la part importante de la production nucléaire. Cette spécificité, qui donne à la France un avantage compétitif naturel pour produire massivement des carburants de synthèse à partir d'hydrogène électrolytique grâce à l'électricité du réseau, n'est aujourd'hui pas valorisée dans les textes européens. En effet, les objectifs communautaires de décarbonation sectoriels, notamment des transports, ne tiennent compte pour leur atteinte que des carburants qualifiés de renouvelables, soit des carburants de synthèse produits exclusivement à partir d'électricité renouvelable. Si cette approche permet de s'assurer d'une réduction effective des émissions liées à l'utilisation des carburants de synthèse dans des pays où le mix électrique est fortement carboné, c'est-à-dire la plupart des pays européens, elle s'avère inadaptée pour les pays, comme la France, ayant investi très tôt dans la décarbonation de leur mix électrique via le développement du nucléaire. Afin d'accélérer la décarbonation des transports, qu'ils soient routiers, maritimes ou même aéronautiques, l'ensemble des moyens de production d'électricité décarbonée doivent pouvoir être mobilisés pour participer à la production d'hydrogène et de carburants de synthèse. Pour ce faire, il est impératif que la mesure de la contribution des différentes solutions de décarbonation à l'atteinte des différents objectifs européens s'appuie sur une analyse des émissions réelles par type de carburants en raisonnant sur l'ensemble de leur cycle de vie. Étant donné la nécessité d'accélérer la production d'hydrogène pour atteindre la neutralité climatique et dans un souci d'efficacité du soutien public, le cadre réglementaire et les objectifs sectoriels associés doivent inciter à l'utilisation des carburants permettant d'obtenir le coût le plus faible de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Un défi industriel et énergétique de grande ampleur

Face aux objectifs de décarbonation ambitieux qui lui sont assignés, le transport maritime s'oriente vers un « mix énergétique », aujourd'hui exclusivement fossile, et qui, demain, sera constitué de plusieurs types de carburants alternatifs. La filière fait dès lors face à un défi industriel et énergétique majeur, tenant au fait que les volumes de carburants alternatifs nécessaires pour atteindre ses objectifs climatiques requièrent des quantités d'électricité très importantes. En 2020, la consommation de carburant dans le secteur maritime représentait en France près de 0,1 exajoule (EJ), soit l'équivalent de 2,4 Mt de mazout lourd, le

carburant majoritairement utilisé dans les navires. Si l'on substituait, dans un cas théorique, l'ensemble de cette consommation de mazout par du méthanol de synthèse, il faudrait, compte tenu de sa densité énergétique, disposer d'un volume deux fois plus important de méthanol pour délivrer la même quantité d'énergie, soit un besoin d'environ 5 Mt de méthanol. En reprenant les caractéristiques du projet Hynovi, une puissance d'électrolyse de 8,5 GW serait nécessaire pour produire un tel volume. Ce besoin en électrolyse dépasse largement l'objectif de la stratégie hydrogène française qui prévoit de déployer d'ici à 2030 6,5 GW d'électrolyse, ce qui représente la capacité de production d'électricité de 5 EPR.

Du fait du volume limité de biomasse disponible pour alimenter les transports, notre capacité à décarboner le transport maritime dépendra de notre faculté à déployer rapidement et massivement des capacités de produc-

tion d'électricité décarbonée. C'est d'ailleurs une des conclusions du récent rapport de RTE⁽⁷⁾. À plus court terme, un autre enjeu industriel de taille réside dans la capacité des fabricants d'équipements d'électrolyse à les fournir en quantités requises. Le niveau d'industrialisation à atteindre pour réduire les coûts de production ainsi que l'innovation technologique nécessaire pour permettre la mise sur le marché de systèmes d'électrolyse plus performants sont des conditions essentielles à la mise en service de véritables « usines » de production de carburants de synthèse.

⁽⁷⁾ <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>

La mobilité décarbonée : le premier projet de rétrofit d'autocar, l'expérience normande avec Nomad

Par Thomas TIXIER

Responsable Marketing territorial Transdev Normandie

Amandine ALLARD

Directrice Clients Transdev Normandie

Et Antoine MILLET

Responsable d'exploitation Transdev Le Havre

Initié par Transdev Normandie avec la région Normandie et mené pendant deux ans en coopération avec une douzaine d'acteurs institutionnels, industriels et universitaires, le projet Nomad Car Hydrogène est la première expérience au monde de rétrofit, avec la transformation d'un car thermique diesel en autocar électrique hydrogène.

En contribuant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et des polluants atmosphériques, le Nomad Car Hydrogène est une solution de mobilité durable et Zéro émission. Il contribue à l'atténuation du changement climatique et à la protection de la qualité de l'air en région Normandie, tout en ouvrant la voie à une nouvelle filière industrielle de rétrofit opérant à plus grande échelle ainsi qu'à l'allongement de la durée de vie des véhicules lourds.

Par son caractère collaboratif et innovant, ce projet contribue à l'émergence d'un écosystème H₂ en Normandie. En effet, il préfigure les besoins et ressources nécessaires à son développement, tels que la formation des collaborateurs des entreprises du secteur, la connaissance des impacts environnementaux associés au cycle de vie des nouveaux véhicules à hydrogène, l'analyse sociologique des parties prenantes, la reprogrammation des stations d'avitaillement, l'adaptation des cahiers des charges des collectivités, la redéfinition des procédures risques et incidents (en lien avec les services d'incendie et de sécurité (SDIS)), l'élaboration d'une documentation réglementaire et juridique adaptée et l'expertise technique du rétrofit en tant que tel.

Un écosystème normand propice à l'essor de la filière hydrogène

Le plan Hydrogène de la région Normandie

Dans un contexte de changement climatique, le secteur des transports, et notamment le réseau régional Nomad, doit plus que jamais se réinventer et relever le défi de la transition énergétique. L'innovation est un levier essentiel pour rendre les transports plus propres et plus efficaces. Ainsi, en se basant sur leurs différents atouts en matière de savoir-faire, de technologies et d'industrie, les acteurs normands impliqués souhaitent contribuer au développement de nouvelles mobilités bas-carbone efficaces et sécurisées. En Normandie, la Recherche & Développement (R&D) se caractérise par une diversité d'acteurs, de filières et de sites expérimentaux répartis sur tout le territoire. Que ce soit dans la chimie, les matériaux, la mécanique, la santé et, bien sûr, l'énergie, le monde de la recherche et de

l'innovation emploie plus de 16 000 personnes qui mettent leur expertise au service des territoires et des entreprises. Pour accompagner l'innovation, la région Normandie met en œuvre des moyens pour fédérer ces acteurs et leur permettre d'accéder à l'ensemble des outils financiers européens, nationaux et régionaux. Depuis plusieurs années, la région Normandie s'engage en faveur du développement des énergies renouvelables, en tant que facteur de transition écologique et d'attractivité économique. Ainsi, elle encourage et soutient particulièrement l'émergence des nouvelles filières (bois-énergie, biométhane et, bien entendu, hydrogène), à travers son plan Normandie Hydrogène. Sur les 900 000 tonnes d'H₂ produites annuellement en France, un tiers est consommé en Normandie.

Dans l'optique de capitaliser sur les compétences présentes sur son territoire et de faire de l'hydrogène l'une des briques de sa stratégie de transition énergétique, la région Normandie a été la première région française à adopter en octobre 2018 un plan de

soutien à la filière hydrogène. Doté d'une enveloppe de 15 millions d'euros sur trois ans, ce plan poursuit un double objectif :

- accélérer la transition énergétique de la Normandie et la décarbonation de son économie ;
- constituer une filière industrielle d'avenir dans cette région.

Aujourd'hui, les secteurs de l'industrie et des transports sont les principaux contributeurs aux émissions de gaz à effet de serre (GES). En tant que solution de mobilité Zéro émission pour les transports interurbains, le projet Nomad Car Hydrogène se trouve à la croisée de ces différentes ambitions. C'est avec confiance et intérêt que la région Normandie soutient cette innovation. C'est aussi grâce à ce plan Hydrogène que dix stations hydrogène maillent depuis 2016 le territoire normand, dont celle installée sur le site du SIEGE 27 (Syndicat intercommunal de l'électricité et du gaz de l'Eure⁽¹⁾), à Évreux. Cette station, qui est la seule d'une capacité de 50 kg, a été le déclencheur de cette expérimentation. Sans elle, les surcoûts d'avitaillement afférents au projet Nomad Car Hydrogène auraient rendu impossible la mise en œuvre de celui-ci (voir la Figure 1 ci-après). Par ailleurs, aucun roulage n'aurait été envisageable en 2022, puisqu'aucune station de distribution à destination des bus et des poids lourds n'est actuellement en exploitation en Normandie.

Transdev, un engagement en Normandie au service d'une mobilité durable et décarbonée

Un groupe leader de la transition écologique

Premier opérateur européen de la mobilité avec ses 1 800 bus Zéro émission (chiffre de mars 2022) et pionnier de la mobilité hydrogène⁽²⁾, Transdev est

⁽¹⁾ Le Syndicat intercommunal de l'électricité et du gaz de l'Eure est un établissement public de coopération intercommunale. Il regroupe l'intégralité des communes du département de l'Eure.

⁽²⁾ Depuis juillet 2022, Transdev exploite une flotte de bus hydrogènes pour le compte de plusieurs autorités organisatrices de la mobilité : 6 bus à Tadao Lens, 5 à Auxerre, 5 dessertes de l'aéroport de Toulouse, 24 aux Pays-Bas et 2 en Suède. En Normandie, 11 véhicules sont mis en circulation au Havre et 14 dans la métropole de Rouen.

naturellement engagé dans la lutte contre le dérèglement climatique. C'est un enjeu prioritaire, puisque les transports représentent 22 % des émissions mondiales de CO₂. Le groupe Transdev s'engage à innover sans cesse, à agir au service de l'ambition exprimée dans les territoires et les politiques publiques locales de limiter l'impact des transports sur l'environnement et d'utiliser plus largement les énergies alternatives aux « énergies fossiles » pour réduire l'empreinte carbone de la mobilité. Le groupe s'efforce notamment de développer des systèmes de transport intégrant de plus en plus de véhicules propres roulant aux énergies « vertes » (GNV, bus hybrides, électriques ou hydrogènes). Des efforts qui permettent aujourd'hui à Transdev d'être le premier opérateur européen de la mobilité Zéro émission.

Transdev Normandie, une innovation sur-mesure pour la ligne Rouen-Évreux

L'action de l'opérateur Transdev Normandie s'inscrit pleinement dans la continuité du plan Hydrogène du territoire normand. Des collaborateurs de cet opérateur ont pris l'initiative de lancer le projet Nomad Car Hydrogène (NCH₂), en collaboration avec des acteurs et partenaires régionaux. Une concordance de facteurs favorables a permis le lancement de ce projet. En effet, Transdev Normandie exploite la ligne express Rouen-Évreux⁽³⁾ (voir la Figure 2 ci-dessous) pour le compte

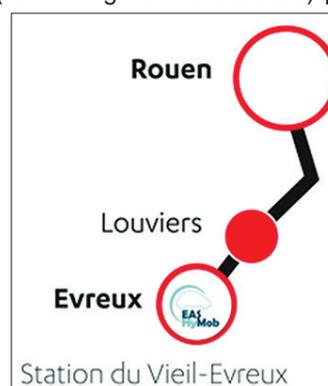


Figure 2 : Parcours de la ligne express Rouen-Évreux (©Transdev Normandie).

⁽³⁾ 380 km parcourus par jour, 35 000 voyages annuels, 17 allers et retours (AR) du lundi au vendredi et 4 AR assurés par jour les week-ends et les jours fériés, et ce 365 jours par an.



Figure 1 : Le réseau de stations Eas-Hymob en Normandie (©Région Normandie).

de la région Normandie. Le service fournit sur cette ligne express correspond à une distance parcourue de 380 kilomètres par jour. L'autonomie actuelle d'un car électrique est de 180 à 200 kilomètres par recharge. La pertinence prouvée d'une motorisation électrique à base d'hydrogène pour couvrir de telles distances suffit à démontrer que l'hydrogène est la solution idoine pour une prolongation de l'autonomie d'un véhicule, elle est en outre la seule option véritablement Zéro émission. Enfin, le terminus de cette ligne est situé à proximité immédiate de la seule station hydrogène de 50 kg en exploitation en Normandie, la Station EAS HyMob du Vieil-Évreux. Les conditions étaient donc réunies pour que la Normandie soit la première région à servir de cadre à cette première mondiale et permettre, à terme, le transport de passagers en autocar à hydrogène sur une ligne régulière interurbaine.

L'arrêté du 13 mars 2020, le texte socle du rétrofit

L'autorisation du rétrofit en France

L'arrêté du 13 mars 2020⁽⁴⁾ relatif aux conditions de transformation des véhicules à motorisation thermique en motorisation électrique à batterie ou à pile à combustible est le texte autorisant le rétrofit en France. Il fixe les conditions de transformation des véhicules thermiques Euro 5⁽⁵⁾ de plus de cinq ans et transfère les obligations réglementaires et sécuritaires du constructeur initial (en l'espèce IVECO) vers le rétrofiteur (IBF H₂) qui devient donc le « nouveau constructeur ». Sans la prise de cet arrêté, le projet du Nomad Car Hydrogène n'aurait pas pu voir le jour. Le véhicule ainsi transformé doit être homologué par le CNRV (le Centre national de réception des véhicules – Service rattaché au ministère de la Transition énergétique) à la suite des essais menés

⁽⁴⁾ JORF n°0081 du 3 avril 2020, <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000041780558/>

⁽⁵⁾ Cette norme européenne concerne les véhicules qui ont été mis en service entre le 1^{er} janvier 2011 et le 1^{er} janvier 2015, c'est-à-dire des véhicules qui ont entre quatre et huit ans d'âge. L'homologation de cette norme Euro 5 avait été lancée le 1^{er} septembre 2009.

par l'UTAC (l'organisme technique central du contrôle technique des véhicules). L'homologation porte sur un modèle et sur une série de véhicules précis. Le premier véhicule à produire est donc coûteux, car il supporte toute la charge pécuniaire que représentent l'ensemble des essais nécessaires à son homologation. Le projet de Transdev Normandie repose sur le choix du véhicule le plus courant composant sa flotte et celle de ces confrères en Normandie, soit le car IVECO Crossway/Récréo. Tout l'intérêt du projet réside donc dans une projection d'une possible industrialisation du processus de rétrofit de ce modèle.

Le car à hydrogène n'existe pas

Le rétrofit permet notamment de répondre à l'absence du car à hydrogène des catalogues constructeurs, contrairement au bus à hydrogène⁽⁶⁾. Concrètement, dans le projet Nomad Car Hydrogène, le moteur thermique diesel du car est remplacé par un moteur électrique alimenté par une pile à combustible, qui transforme l'hydrogène en électricité et permet de prolonger l'autonomie du véhicule (voir la Figure 3 ci-après).

L'IVECO Crossway EURO 5

Dans l'objectif d'industrialiser le processus de rétrofit des cars thermiques en cars à hydrogène, il a été choisi, comme précisé précédemment, d'expérimenter cette transformation sur un véhicule IVECO Crossway⁽⁷⁾. Le choix stratégique ainsi fait doit permettre l'homologation du rétrofit du véhicule considéré auprès des services de l'UTAC afin d'ouvrir la voie de ce procédé aux 2 000 véhicules de ce modèle roulant sur l'ensemble du territoire de la Normandie. Plus qu'un simple projet, le Nomad Car Hydrogène se positionne comme une expérimentation d'avenir sur le plan de la mobilité hydrogène.

⁽⁶⁾ Un bus est un véhicule qui évolue dans un périmètre urbain et est dépourvu de ceintures de sécurité, alors qu'un car est utilisé pour des voyages à l'échelle de périmètres interurbains, qu'il roule à une vitesse plus élevée et que les voyageurs transportés sont attachés.

⁽⁷⁾ Transdev Normandie Interurbain opère 1 750 véhicules en région Normandie, dont 580 IVECO Crossway et 200 véhicules conformes à la norme Euro 5.



Figure 3 : Schéma initial d'implantation du kit hydrogène sur un IVECO Crossway (photo©Région Normandie).

L'installation du kit hydrogène

À la suite d'un *sourcing* national, Transdev Normandie a choisi de travailler avec la *start-up* IBF H₂ sur la transformation technique du véhicule. IBF H₂ présentait effectivement une solution éprouvée permettant de gagner plus de six mois en termes de R&D. Le retrofit a été réalisé à partir d'un kit hydrogène complet (voir la Figure 4 ci-après) monté sur un châssis et constitué de composants répondant aux normes européennes (voir la Figure 5 ci-après). S'appuyant sur les meilleures solutions techniques actuellement disponibles (DANA pour le moteur, Ballard pour la

pile à combustible, CATL pour les batteries et Plastic Omnium pour les réservoirs H₂), le banc d'essai conçu a été rôdé sur plus de 1 800 km. Cette proposition clé en main a permis de disposer d'une solution sûre afin de procéder à l'intégration des éléments précités sur le châssis d'un car Crossway vieux de onze ans, et pour des coûts et des délais maîtrisés (voir la Figure 6 de la page suivante). Certaines adaptations ont dû être réalisées à cette occasion, notamment le basculement en toiture des réservoirs d'hydrogène (voir la Figure 7 de la page suivante) afin de libérer les soutes du véhicule.



Figure 4 : Arrivée du kit hydrogène sur le site de transformation, à Amiens (©Transdev Normandie).

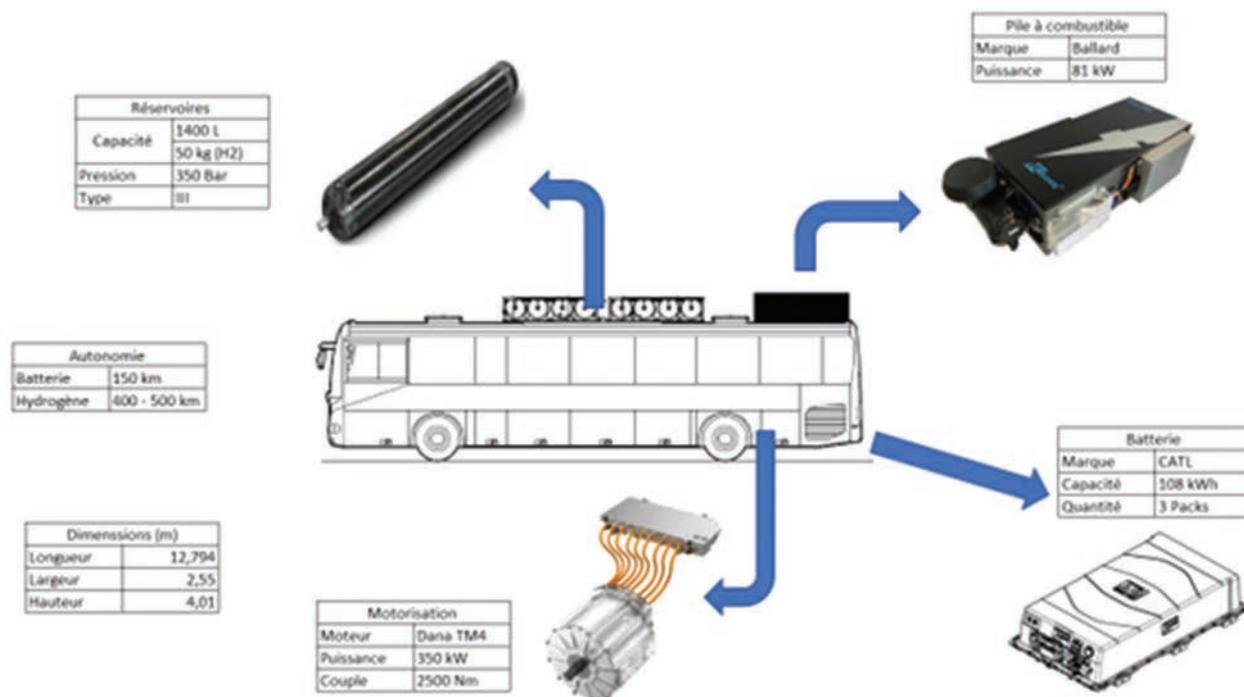


Figure 5 : Composants techniques du kit hydrogène et leur positionnement sur le car (©IBF H2).



Figure 6 : Installation en toiture des bonbonnes d'hydrogène et de la pile à combustible (photo©Transdev Normandie).



Figure 7 : Première sortie de l'atelier du véhicule hydrogène après « rétrofitage » (photo©Transdev Normandie).

Un projet collaboratif d'innovation

Conduit en coopération avec une douzaine d'acteurs institutionnels, industriels et universitaires (voir la Figure 8 ci-après), le projet Nomad Car Hydrogène participe à l'émergence d'un écosystème hydrogène en Normandie au service d'une mobilité durable et décarbonée sur son territoire. Plus largement, outre son caractère collaboratif et innovant, le projet contribue à l'émergence de cet écosystème au travers de la formation continue des collaborateurs des différents acteurs impliqués et d'une réflexion sur les métiers de demain, de la production d'analyses comparatives environnementales de qualité, d'une réflexion sur la question sécuritaire laquelle est omniprésente ou encore sur une participation citoyenne à l'expérimentation pour avoir le ressenti de la population sur la mobilité H₂. Pour mener à bien ce projet, une gouvernance unique a été mise en place avec la création d'un comité de pilotage et six comités thématiques constitués de différents acteurs du Nomad Car Hydrogène.

Valider la faisabilité technique de l'opération de rétrofit d'un car thermique diesel en un véhicule électrique à hydrogène

Le comité Rétrofit et fiabilisation

Durant cinq mois, l'opération de rétrofit réalisée dans le cadre du projet Nomad Car Hydrogène l'a été dans les ateliers d'IBF H₂ à Amiens. Le processus d'intégration du kit hydrogène présenté *supra* est aujourd'hui finalisé, puisque le véhicule roule désormais en utilisant de l'électricité hydrogène. Il est en cours de fiabilisation avant sa présentation auprès de l'UTAC pour son homologation sur la base de tests techniques réalisés sur un parcours d'essai. Pour ce premier véhicule, IBF H₂ a choisi d'opter pour une RTI (réception à titre isolé) pour pouvoir permettre à Transdev Normandie d'accueillir des voyageurs à bord de son car rétrofité dès l'automne 2022. Il sollicitera ensuite l'homologation

du Centre national de réception des véhicules (CNRV), comme l'exige l'arrêté du 13 mars 2020. En parallèle, une veille réglementaire et juridique est assurée par l'IDIT (Institut du droit international du transport) afin de permettre à l'ensemble des partenaires du projet de bénéficier des récentes évolutions législatives françaises et européennes liées au développement de l'hydrogène et du rétrofit.

Le comité Avitaillement

La signature d'une convention entre le SIÈGE 27 et Transdev Normandie a été conclue pour la fourniture de l'hydrogène nécessaire au car rétrofité sur la durée de l'expérimentation. Les premiers essais d'avitaillement ont été réalisés durant l'été 2022 sur la station multi-énergies du Vieil-Évreux qui est exploitée par Engie, avec l'appui du concepteur et du fabricant de la station, Ataway, qui procède notamment à la mise à jour du logiciel pour permettre un remplissage optimum d'un car (temps de compression, durée d'avitaillement, etc.). L'objectif poursuivi par le SIÈGE 27 est de réaliser dès que possible l'approvisionnement de la station du Vieil-Évreux en hydrogène vert produit à partir d'énergies renouvelables et donc une décarbonation totale de cette ligne express.

Expérimenter son exploitation sur une ligne régulière

Le comité Études environnementales

Afin de mesurer les économies de rejet de CO₂ permises par le car rétrofité, le CERTAM⁽⁸⁾ a analysé en août 2021 l'enregistrement, au moyen d'équipements embarqués (voir la Figure 9 de la page suivante), des émissions de polluants du car diesel vieux de onze ans en conditions réelles d'exploitation sur la ligne express Rouen-Évreux. Cette étude a permis de valoriser les émissions directes

⁽⁸⁾ Centre régional d'innovation et de transfert technologique situé en Normandie.



Figure 8 : Les acteurs du projet Nomad Car Hydrogène (photo©Transdev Normandie).



Figure 9 : Tests réalisés dans le cadre de l'étude environnementale conduite par le CERTAM (photo©Transdev Normandie).

qui seront évitées chaque année pour un car à hydrogène assurant cette ligne : cela représente 50 tonnes de CO₂, près de 300 kg d'oxydes d'azote, 200 g de particules et 9 kg d'ammoniac. Cette étude doit permettre de comparer l'impact sur le climat et la qualité de l'air du car hydrogène rétrofité par rapport au car diesel. En parallèle, l'INSA Rouen Normandie a finalisé en fin d'année 2021 une analyse de cycle de vie du car rétrofité portant sur les rejets de CO₂, en fonction de différents scénarii de production d'hydrogène ou de niveau de rétrofit. Les étudiants et chercheurs du laboratoire du CORIA de l'INSA Rouen Normandie ont ainsi évalué le bilan environnemental du prototype : du puits jusqu'à la roue, c'est-à-dire depuis la fabrication du véhicule, de la production de l'hydrogène et de son exploitation jusqu'à sa réforme et son recyclage. Les résultats de cette étude (voir la Figure 10 ci-dessous) confirment que l'économie réalisée en termes de rejets de CO₂ est fonction du mode et du lieu de production de l'hydrogène. Il en ressort que l'hydrogène doit être

vert et produit au plus près du lieu de consommation pour permettre une diminution du bilan carbone global pouvant aller jusqu'à 40 % (par rapport au diesel).

Le comité Risques et formation

Grâce à de nombreuses visites de terrain et aux installations techniques H₂ existantes, un programme de formation des conducteurs est en cours d'élaboration par le CMQ⁽⁹⁾ Industries de la mobilité. Celui-ci porte sur le fonctionnement du car et les modalités de son avitaillement, les modes de production de l'hydrogène et les procédures de sécurité et de prévention des risques afférentes (car et station). Pratique et théorique, cette formation favorisera la bonne prise en main du véhicule rétrofité pendant la phase expérimentale (celle de la réalisation des tests) et durant la mise en exploitation du car avec des passagers à son bord. En complé-

⁽⁹⁾ Campus des métiers et des qualifications « Industries de la mobilité » de Sotteville-Lès-Rouen.

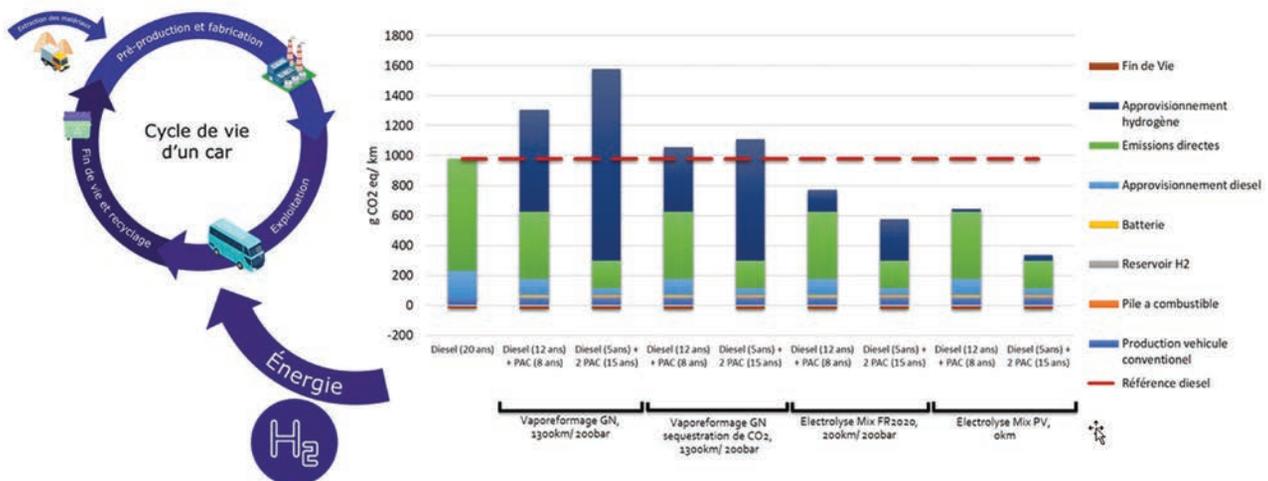


Figure 10 : Analyse du cycle de vie du véhicule rétrofité réalisée par le CORIA (photo©Transdev Normandie).

ment, une procédure de gestion de crise s'adressant à l'ensemble des parties prenantes du projet est en cours de finalisation. Une fiche d'aide à la décision (FAD) est en cours d'élaboration avec les SDIS et LauguiConcept conformément à la norme ISO 17840-2:2019⁽¹⁰⁾.

Le comité Recherche participative

Associé au projet Nomad Car Hydrogène, l'institut sociologique Le Dôme a élaboré un protocole de recherche participative autour de la question : quelle perception a-t-on de la mobilité H₂ ? Tout l'enjeu de cette démarche élaborée sur la base d'ateliers participatifs a été de mobiliser des publics experts et non experts. Les visions « Usagers des transports », « Riverains », « Conducteurs » ou « Usagers de la route » (voiture et mobilités douces) ont notamment été prises en compte lors de trois ateliers (voir la Figure 11 ci-dessous).



Figure 11 : Un atelier participatif Nomad Car Hydrogène animé par Le Dôme (photo©Transdev Normandie).

Un quatrième consacré à la ligne express Rouen-Évreux a été organisé auprès des voyageurs directement à bord des cars et de passants. Ces échanges riches ont abouti aux interrogations suivantes : cela va-t-il coûter plus cher ? Quels impacts cela aura-t-il sur mes horaires ? Comment ça marche l'hydrogène ? Autant de questions d'ordre pratique qui ont été posées

⁽¹⁰⁾ Norme européenne relative aux véhicules routiers. Des informations intéressantes les intervenants de premier et second niveaux et intégrées dans la partie 2 de la fiche de secours élaborée pour les autocars, bus et véhicules commerciaux lourds.

et auxquelles ont été apporté des réponses veillant à éteindre toutes les craintes en termes de sécurité vis-à-vis de la mobilité hydrogène. Les résultats issus de cette analyse citoyenne sont disponibles en *open source* et permettront à la région Normandie d'envisager, notamment, un volet environnemental dans les futurs appels d'offres ouverts pour de nouveaux véhicules à hydrogène rétrofités.

Le comité Valorisation

Pour ce premier projet de rétrofit d'un autocar en hydrogène au monde, le comité Valorisation a élaboré différents outils de communication (création d'un site Internet du projet, de vidéos, de kakémonos, une livrée spécifique pour le car (voir la Figure 12 ci-après), etc.) afin de mettre en avant ce projet unique. Tout au long de cette année, la région Normandie et Transdev Normandie se sont employés à valoriser le Nomad Car Hydrogène en en faisant la promotion lors d'événements, de salons, de tables rondes, de présentations ou en encore en animant des stands conjoints à l'occasion de différentes manifestations. L'ensemble des informations relatives au projet sont disponibles aux adresses Internet suivantes : <https://www.transdev.com/fr/solutions/nch2/>, <https://www.transdev.com/fr/solutions/nch2-etapes/>, <https://www.transdev.com/fr/solutions/nch2-interviews/> et <https://www.transdev.com/fr/solutions/videos-nch2/>

Une expérimentation au service du bien commun

Transdev Normandie travaille quotidiennement avec les collectivités pour concrétiser leurs visions d'avenir. En portant avec la région Normandie et l'ensemble des autres partenaires de l'expérimentation qu'est le Nomad Car hydrogène, Transdev Normandie participe et contribue activement à l'émergence d'un écosystème hydrogène sur le sol normand au profit d'une mobilité durable et décarbonée. Désormais techniquement fonctionnel sur ses volets hydrogène et électrique, le Nomad Car Hydrogène entre dans sa dernière phase d'homologation avec pour objectif de permettre dans les tout prochains mois une mise en service du car en conditions réelles d'exploitation et donc l'accueil à son bord de passagers. Ce projet se veut une innovation Zéro émission au service du bien commun.



Figure 12 : NCH₂, le premier car à hydrogène rétrofité au monde, présenté lors des Journées Hydrogène dans les territoires, le 5 juillet 2022 (photo©Transdev Normandie).

Hydrogène et transport de marchandises par camions

Par Jean-Pierre HAUET

Président du comité scientifique d'Équilibre des énergies

Et Servan LACIRE

Directeur R&D et Innovation de Bouygues Énergies & Services et vice-président du groupe Énergies durables Centrale Supélec

L'hydrogène d'origine électrolytique est susceptible de concourir, aux côtés de l'usage direct de l'électricité, à la décarbonation de l'économie. Le marché des transports professionnels, aussi bien routiers que ferroviaires ou maritimes, est souvent cité comme un débouché potentiel important de l'hydrogène. Une étude réalisée par Équilibre des énergies a évalué le marché potentiel des transports routiers de marchandises et analysé les infrastructures à mettre en place aux horizons 2030 et 2050 pour que ce marché puisse se développer. Celle-ci montre que le marché de l'hydrogène destiné aux camions peut s'ouvrir si des corridors de l'hydrogène sont mis en place au niveau transeuropéen. Mais la concurrence avec les systèmes de route électrique est à prendre en considération.

Comment décarboner le secteur des poids lourds ?

En 2019, les poids lourds ont été à l'origine d'émissions de CO₂ évaluées à 31,5 Mt – dont 98,7 % en provenance des moteurs diesel –, soit 24,7 % des émissions totales du transport routier. Leur décarbonation représente donc un enjeu important, mais, alors que l'option de la mobilité électrique à batteries tend à s'imposer pour les véhicules particuliers et les véhicules utilitaires légers, aucune option ne se dégage actuellement de façon nette pour les poids lourds.

La filière du gaz naturel véhicule (GNV) est mature et de nombreux camions utilisant ce carburant circulent aujourd'hui. Mais le gaz naturel ne permet de réduire les émissions de CO₂ que de 10 à 15 %. Le gaz renouvelable (bioGNV) pourra prendre le relais mais les ressources en sont limitées et les usages du biogaz dans les transports routiers viendront en compétition avec d'autres utilisations. La biomasse agricole, celle issue des cultures intermédiaires en particulier, risque de devoir être réservée prioritairement à la production de carburants durables pour l'aviation (les SAF, ou *sustainable aviation fuels*). Le gaz jouera donc un rôle certain dans la décarbonation des transports, mais il ne semble pas que ce rôle puisse devenir majoritaire⁽¹⁾.

La filière des poids lourds électriques à batteries est en développement. Elle tire parti des progrès très importants réalisés sur les batteries Li-ion destinées aux

véhicules légers ; des modèles de camions électriques à batteries sont en outre déjà disponibles. Tous ont des caractéristiques relativement voisines (voir la Figure 1 ci-après) :

- un poids total en charge allant de 16 à 26 tonnes ;
- un ou deux moteurs d'une puissance totale allant de 100 à 250 kW ;
- un ou plusieurs packs de batteries d'une capacité totale allant de 100 à 200 kWh ;
- une autonomie s'échelonnant de 80 à 250 km ;
- des temps de recharge de l'ordre de 1 à 2 heures au moyen de bornes au standard européen Combo CCS 2.



Figure 1 : Camion électrique e-TGM de 26 t de PTAC – Source : MAN (Group Volkswagen).

Ces véhicules électriques à batteries sont bien adaptés aux transports régionaux, avec un retour à leur base en fin de journée. Leur compétitivité ira en s'accroissant avec la baisse attendue du prix des batteries qui bénéficiera du développement de celles équipant les véhicules légers.

⁽¹⁾ Le cabinet Carbone 4 « Transport routier, quelles motorisations alternatives pour le climat ? », novembre 2020) estime que, dans une hypothèse optimiste, le biométhane ne pourra répondre qu'à 24 % de la demande de transport lourd à horizon 2050.

Cependant, l'extrapolation des solutions batteries vers des tonnages plus importants (44 t) et les très longs trajets (à un ou deux conducteurs) fait débat. D'un côté, le tonnage des batteries à embarquer pour assurer une autonomie de plusieurs centaines de kilomètres et le temps de recharge de celles-ci peuvent venir pénaliser la rentabilité de l'exploitation. D'un autre, le poids des pièces retirées du véhicule thermique viendra en grande partie compenser celui des batteries, et le temps de recharge pourrait correspondre à la pause de 45 mn obligatoire après 4 h 30 de conduite, surtout si des chargeurs de 600 kW et plus sont développés. Un standard de Megawatt Charging System est d'ailleurs en cours de développement dans le cadre du consortium CharIN. Cependant, le déploiement de bornes de recharge fonctionnant sous 1 250 V et 1 000 A reste un défi. Par ailleurs, le recours à des batteries de plusieurs tonnes pose le problème des matériaux nécessaires à leur fabrication.

Il existe aujourd'hui deux voies permettant de s'affranchir de ces difficultés :

- les solutions de route électrique (ERS : *Electric Road Systems*), qui ne sont pas traitées dans cet article. Parmi celles-ci, les systèmes par rail ou par induction nous semblent les plus prometteurs ;
- le recours à l'hydrogène.

La solution électrique à hydrogène peut en effet constituer une réponse aux interrogations que soulève l'extrapolation des solutions batteries. L'hydrogène est en effet un vecteur énergétique décarboné qui peut être stocké dans des réservoirs que l'on peut remplir en quelques minutes. Si la mise en œuvre de la filière hydrogène se heurte à des difficultés qui font douter fortement de son avenir dans le cas des voitures particulières, ces mêmes obstacles semblent plus facilement surmontables dans le cas des transports professionnels.

Sur le plan technologique et industriel, la filière Mobilité lourde à l'hydrogène est en retard d'une bonne dizaine d'années par rapport à la filière électrique à batteries. L'état de l'art se résume aujourd'hui à quelques opérations pilotes, telles que celle des camions Hyundai opérant en Suisse (voir la Figure 2 ci-dessous). Mais des progrès importants sont en vue, avec à la clé des baisses de prix majeures.



Figure 2 : Camion Hyundai fonctionnant à l'hydrogène – Source : Hyundai.

Les électrolyseurs de grande capacité (avec la production d'un hydrogène d'une pureté correspondant à celle exigée pour les piles à combustible) passeront, pour les équipements de grande capacité, de 1 000 €/kW en 2020 à 375 €/kW en 2050. Sur la même période, le prix des piles à combustible devrait passer de 205 €/kW à 82 €/kW.

Le stockage de l'hydrogène à 700 bars se généralisera avant 2030 (au lieu de 350 bars actuellement) et les prix des réservoirs passeront de 630 €/kW en 2020 à 250 €/kg d'H₂ en 2050. Les camions de transport de l'hydrogène verront alors leur capacité d'emport portée de 450 à 1 200 kg dès 2030.

Les rendements iront en s'améliorant, passant pour l'électrolyse comme pour les piles à combustible de 50 % en 2020 à 60 % en 2050.

Cependant, il n'est pas acquis que ces progrès très importants soient suffisants pour convaincre les transporteurs de migrer vers l'hydrogène. Ce dernier présente des handicaps qui peuvent s'avérer rédhibitoires :

- un rendement énergétique de la filière relativement faible, lié à la combinaison entre eux de ceux de l'électrolyse et de la pile à combustible ;
- un volume de stockage qui, même à 700 bars, reste huit fois supérieur à celui du gazole ;
- des règles d'utilisation, comme l'interdiction d'emprunter certains tunnels, qui peuvent limiter l'usage fait des véhicules si des solutions ne sont pas trouvées pour lever ces obstacles.

Poids lourds électriques batteries ou poids lourds électriques à hydrogène : le match est indécis

Dans ce contexte, deux scénarios nous sont apparus plausibles :

- un scénario « Haut », dans lequel l'hydrogène s'impose à hauteur de 65 % dans le segment de marché où il semble le mieux adapté, celui des transports de marchandises sur longues distances, notamment dans les transports transeuropéens ; le solde se partageant entre le bioGNV et l'électrique à base de batteries. Dans ce scénario, l'hydrogène prend en parallèle une part de marché de 10 % dans les transports couvrant des distances de moins de 150 km et de 30 % dans les transports sur des distances de 150 à 500 km.
- un scénario « Bas », dans lequel l'hydrogène ne parvient pas à s'imposer de façon majoritaire. Sa part de marché dans les transports sur les distances de plus de 500 km plafonne à 25 % et à 5 % et 10 % dans les deux autres segments de marché.

Dans les deux cas, la croissance n'est pas linéaire et, en 2030, la pénétration de l'hydrogène reste limitée compte tenu des délais de mise en place des infrastructures et de migration des flottes de camions vers l'hydrogène.

En tenant compte de l'évolution du trafic et du progrès technique, ces hypothèses conduisent aux consommations prévisionnelles du Tableau 1 ci-après. Elles impliquent une puissance installée en électrolyseurs allant de 270 à 575 MW en 2030. Rappelons que le plan Hydrogène du gouvernement français prévoit une puissance installée de 6 500 MW dès 2030.

L'équation économique

L'hydrogène pour les poids lourds ne se développera que s'il parvient jusqu'au réservoir du camion à un prix compétitif. Trop d'études se limitent à mettre en évidence pour l'hydrogène un problème de production, dont résulterait la nécessité de construire à grande échelle des électrolyseurs au risque de ne pas trouver de marché pour l'hydrogène qui sera produit.

La question est complexe. L'hydrogène doit tout d'abord être produit et il existe pour ce faire plusieurs filières possibles. Outre une production au niveau local, il peut également être importé. Dans tous les cas, le degré de pureté nécessaire à son utilisation pour les piles à combustible doit être respecté.

Se pose ensuite la question de son transport éventuel, par camions ou par *pipelines* spécifiques à l'hydrogène (hydrogénoducs).

Enfin, il doit être distribué à la bonne pression pour servir au remplissage des réservoirs des camions. Cela implique des installations de stockage et de

distribution, et, éventuellement, de compression ; autant d'infrastructures qui ont un impact significatif sur les rendements et les coûts.

L'étude identifie trois circuits de ravitaillement pour les camions :

- des *hubs* régionaux de grande capacité (de une à plusieurs centaines de MWe) desservant divers marchés (industrie, transports en commun, transport de marchandises et, éventuellement, injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel) ;
- des stations décentralisées accessibles au grand public, mais avec des capacités beaucoup plus réduites (typiquement de 5 à 20 MWe) et correspondant :
 - soit à des « mini-hubs », c'est-à-dire des stations de production multi-usages (transports en commun, véhicules de service, taxis...), qui seront le plus souvent déployées sous l'égide de collectivités locales ;
 - soit des stations destinées à la recharge itinérante : elles seront situées le long des grands axes de circulation ou installées à proximité des lieux de vie. Ces stations pourront être approvisionnées à partir des *hubs* précités ou dotées de moyens de production propres ;
- des stations installées dans des espaces spécifiques aux transporteurs, notamment dans les dépôts, là où les poids lourds rentrent tous les soirs. Ce sont des installations de puissance comparable à celle des stations décentralisées précitées.

	Scénario Haut		Scénario Bas	
	2030	2050	2030	2050
Besoins en hydrogène (TWh H ₂)	2,5	17,6	1,2	6,7
Consommations d'électricité pour l'électrolyse (TWh)	5,7	36,8	2,8	13,9
Besoins de puissance installée en électrolyseurs (MW)	575	3 850	270	1 400

Tableau 1 : Électricité et puissance électrique nécessaires pour satisfaire les besoins en hydrogène.

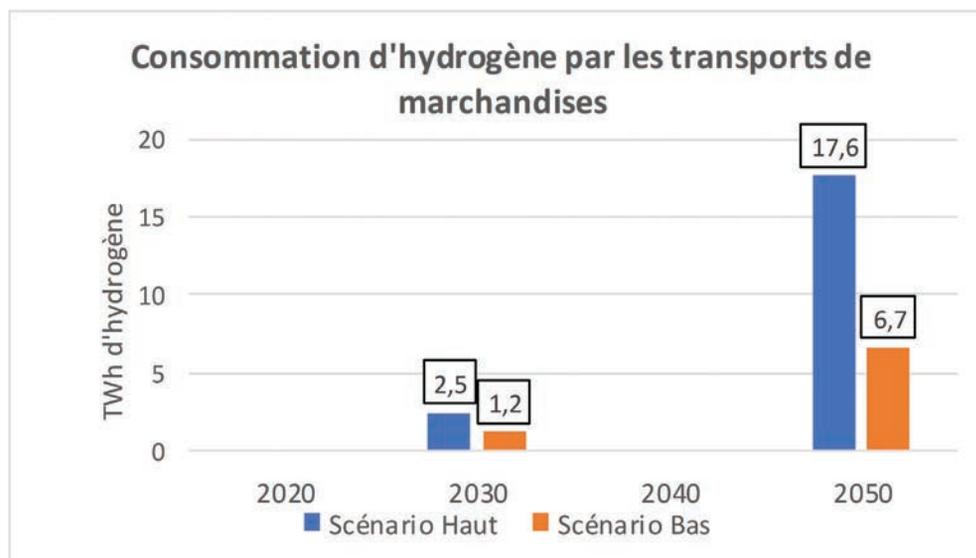


Figure 3 : Perspectives de consommation d'hydrogène par le transport routier de marchandises dans les scénarios Haut et Bas.

Des hypothèses ont été faites sur la durée de vie des divers équipements et sur l'évolution de leurs prix. Les facteurs essentiels sont le prix des électrolyseurs et surtout celui de l'électricité. Il est supposé que les *hubs* régionaux pourront être alimentés en électricité à un prix moyen de 60 €/MWh (HTVA)⁽²⁾, ils fonctionneront en base et pourront être interruptibles en cas de tension sur les réseaux ; ils afficheront un taux moyen de disponibilité de 90 %. Les stations décentralisées devront cependant accepter un prix de l'électricité plus élevé, estimé à 75 €/MWh (HTVA).

Le prix de revient de l'hydrogène produit dans les *hubs* pourrait alors passer d'environ 7,0 €/kgH₂, dans les conditions 2020, à 4,9 €/kg en 2030, voire moins pour des *hubs* adossés à des sources d'électricité renouvelables bon marché. Dans les stations décentralisées de 10 MWe, le prix de revient passerait de 8,9 €/kg (conditions 2020) à 6,2 €/kg en 2050. À noter cependant, qu'il pourrait s'avérer plus avantageux, jusqu'à une certaine distance et pour de petits volumes, d'approvisionner les stations par camions à partir d'un *hub*. Les seuils de basculement vers une production locale ont été estimés, dans les conditions 2030, à 150 km et 1 200 kgH₂/jour, correspondant à 3,3 MWe, soit un camion de ravitaillement par jour.

Ces perspectives seront-elles suffisantes pour provoquer la migration du transport routier de marchandises vers le vecteur hydrogène ? Des calculs complets relatifs aux coûts totaux de possession ont été réalisés pour la filière électrique hydrogène ainsi que pour la filière électrique batteries, en prenant, comme référence, la filière diesel. Les résultats moyennés sur la base de la répartition du trafic entre les différents modes de ravitaillement listés précédemment sont résumés dans le Tableau 2 ci-après.

Ces résultats montrent que pour les transports régionaux (moins de 500 km), la filière électrique à batteries restera la mieux placée, et ce quel que soit

⁽²⁾ Cela suppose que l'électrolyse puisse continuer à être exonérée de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) ou, dans le cas contraire, bénéficie d'un tarif très réduit, en application de la directive européenne 2003/96 sur la taxation des produits énergétiques et de l'électricité qui est en cours de révision.

l'horizon de temps ; à l'exception, cependant, de cas d'usage pour lesquels l'hydrogène aurait un avantage concurrentiel marqué, tel qu'une utilisation 24h/24. Cette filière bénéficiera de la baisse du prix des batteries et de la mise en place en masse des infrastructures de recharge associées au développement de la mobilité électrique pour les véhicules légers.

Pour les longues distances, le camion à hydrogène peut s'imposer si la mise en place des électrolyseurs et des premières installations de distribution bénéficie de subventions et si le coût de l'électricité utilisée pour produire l'hydrogène reste modéré. Mais l'écart ne sera pas forcément décisif : la filière batteries et la filière hydrogène présentent toutes deux des avantages et des inconvénients ; il est possible qu'en fonction des politiques publiques et des percées technologiques réalisées, l'une ou l'autre des deux solutions parvienne à s'imposer. Cela justifie de faire le choix, *a posteriori*, entre les deux scénarios « Haut » et « Bas », sans qu'il soit possible de dire aujourd'hui, lequel l'emportera.

L'écosystème hydrogène et le problème des infrastructures

L'hydrogène, à la différence de l'électricité, n'est pas une forme d'énergie d'application universelle. Son usage est assujéti à de fortes contraintes ; son développement doit donc être organisé par filière en prenant en compte toutes les infrastructures nécessaires pour le produire, le transporter, le stocker, le distribuer et l'utiliser.

Dans le cas des poids lourds, les entreprises de transport n'investiront dans l'hydrogène que si les infrastructures nécessaires sont disponibles ou en passe de l'être. Une partie d'entre elles sera de leur responsabilité : ce sont les installations de production et de stockage susceptibles d'être construites sur leurs propres sites. Elles pourraient assurer 25 % de l'approvisionnement en 2030 et 40 % en 2050.

Le complément sera apporté par les *hubs* et par les stations décentralisées (les mini-*hubs* ou les stations de distribution installées le long ou à proximité des voies rapides et des autoroutes). Leur nombre à

En €/km	Trafic régional			Trafic longues distances		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Camions diesel	0,666	0,784	-	0,614	0,657	-
Camions électriques à batteries	0,719	0,527	0,499	1,101	0,783	0,740
Camions à hydrogène	0,978	0,787	0,696	0,926	0,793	0,631

Tableau 2 : Évolution du coût total de possession en €/km pour les différentes motorisations. Dans chaque colonne, la case correspondant à la solution la plus économique a été tramée en rose. Il est supposé que la filière diesel sera mise en extinction par voie législative d'ici à 2050.

l'horizon 2050 se situera entre 30 et 100 stations. Si le scénario Haut s'impose, les stations-services dédiées à l'hydrogène se généraliseront et pourront assurer un ravitaillement tous les 100 km au plus. Si le scénario Bas l'emporte, ces stations seront alors localisées uniquement le long des axes les plus fréquentés (voir la Figure 4 ci-après).

C'est sur ces axes qu'il faut concentrer en priorité l'effort de développement. Une étude approfondie d'un ensemble de tronçons autoroutiers de plus de 750 km faisant partie du réseau des Autoroutes du Sud de la France et à fort trafic de poids lourds (trafic régional, national et international) a été réalisée. Il a été tenu compte de la souplesse qu'offre, en phase de démarrage, la possibilité d'alimenter les stations-services à partir des *hubs*. Le nombre, l'importance et le positionnement de ces stations ont été déterminés en fonction de l'évolution du trafic et de façon à éviter des files d'attente trop longues en station.

Un des avantages majeurs de l'hydrogène est la progressivité qu'il offre au regard du déploiement des stations, ce que l'on ne retrouve pas avec d'autres solutions comme l'ERS. L'étude précitée a montré qu'il était possible de bâtir des schémas de développement progressifs et réalistes des infrastructures de production et de distribution de l'hydrogène, en soulignant le fait qu'à terme la plupart des stations comporteront leurs propres moyens de production desservis par le réseau de distribution ou le réseau de transport de l'hydrogène (voir la Figure 5 de la page suivante). Le réseau électrique jouera un rôle essentiel dans ce développement. C'est en effet grâce à lui qu'un schéma d'équipement progressif des grands axes de circulation peut être élaboré. C'est la raison pour laquelle, hormis pour les réseaux locaux propres à chaque *hub*, n'a pas été retenue l'hypothèse d'un réseau de distribution de l'hydrogène alimentant les stations. Un tel réseau nécessiterait un gros effort d'investissement,

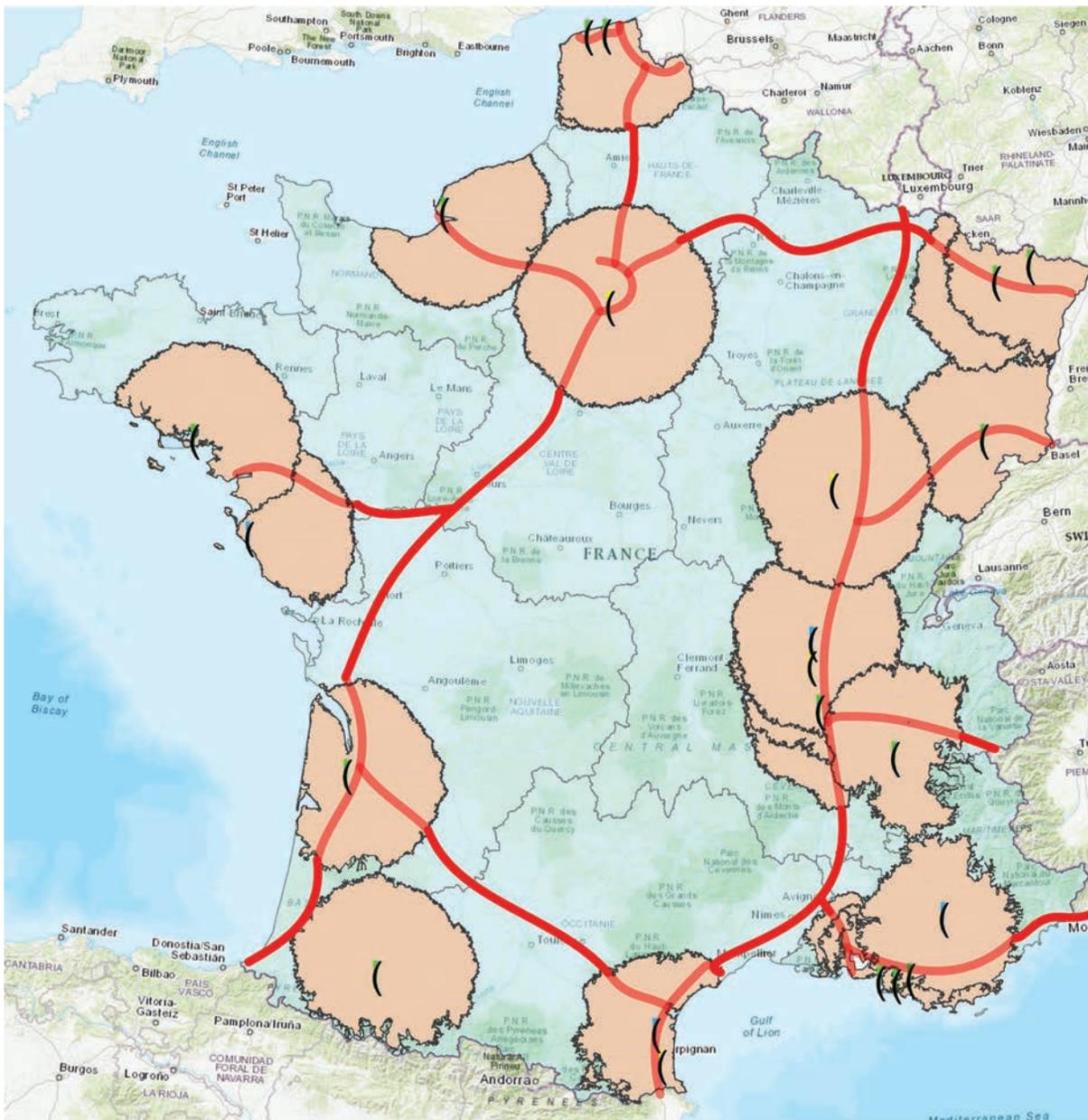


Figure 4 : Zones de desserte potentielle à partir des *hubs* hydrogène et segments d'autoroute à desservir de façon prioritaire par des stations décentralisées (Nota : le positionnement des *hubs* résulte d'informations communiquées par France Hydrogène).



Scénario Haut à horizon 2030.



Scénario Haut à horizon 2050.



Scénario Bas à horizon 2030.



Scénario Bas à horizon 2050.

Figure 5 : Schémas de développement possible d'un réseau de stations hydrogène le long des autoroutes du sud de la France.

sans rentabilité immédiate, alors que le réseau électrique est déjà en place, quitte à le renforcer lorsque cela s'avérera nécessaire.

La migration vers l'hydrogène ne se fera pas sans une coordination forte. Par ailleurs, la route électrique reste en embuscade

On a vu que l'avantage économique des solutions hydrogène est fragile, même pour le trafic sur longues distances. Ces solutions nécessiteront des investissements en infrastructures importants que l'étude a évalués, en scénario Haut, à 2,5 milliards d'euros sur quinze ans. Ces investissements devront être soutenus à hauteur d'environ 1 milliard d'euros par les pouvoirs publics (l'État, les régions et l'Europe). En parallèle, l'hydrogène devra bénéficier, en termes d'approvisionnement en électricité, d'une exemption au regard de la taxe intérieure (droit d'accise sur l'énergie).

Mais surtout, ces investissements devront être coordonnés, encore plus que ce que l'on s'efforce de faire pour les stations de recharge rapide des véhicules électriques disséminées le long des autoroutes.

Il est donc recommandé que, dès à présent, soit mise en chantier l'élaboration de schémas directeurs d'implantation des installations de production et de distribution de l'hydrogène destiné aux poids lourds. Des formules de concessions ou de partenariats public-privé devront être imaginées, car il est peu probable que l'investissement privé soit suffisamment enclin à anticiper une demande qui mettra plusieurs années à se développer.

Ces schémas directeurs devront être conçus dans une vision européenne, le marché visé étant pour une grande part celui des grands flux de fret routier européens. Dans cette optique, un choix difficile devra sans doute être fait entre la solution hydrogène et l'une ou l'autre des solutions de route électrique. Peut-on en effet envisager de réaliser une double infrastructure permettant de supporter deux solutions qui seront, s'agissant des poids lourds, en concurrence ? Les éléments dont nous disposons sur la route électrique sont encore insuffisants pour nous prononcer.

Pour progresser sur l'hydrogène, nous proposons que soit portée au niveau européen l'idée de la création de corridors, ce qui consisterait à implanter des installations de recharge en priorité sur les grands axes empruntés par les grands transporteurs européens. Cette réflexion devrait s'inscrire dans le cadre des travaux portant sur

le réseau transeuropéen RTE-T, avec comme objectif de permettre aux sociétés de transport d'investir à leur tour dans des camions à hydrogène dès que ceux-ci seront disponibles sur le marché et d'amorcer ainsi la migration des transports lourds vers la solution hydrogène.

Le projet de règlement AFIR (Alternative Fuels Infrastructure), proposé le 14 juillet 2021 par la Commission européenne, va dans ce sens, puisqu'il prévoit l'obligation pour les États membres de l'Union européenne d'équiper le réseau transeuropéen de transport de stations de distribution d'hydrogène espacées au plus de 150 km et offrant une capacité de délivrance de 2 t/jour d'hydrogène gazeux comprimé à 700 bars. Il préconise également que chaque nœud urbain soit doté d'une station de distribution d'hydrogène.

Remerciements

Ont contribué au recueil d'informations et aux discussions : Air Liquide, Faurecia, France Hydrogène, FM Logistic, FNTR, LHYFE, Plastic omnium, RTE, STEF, Volkswagen Group France ainsi que la Commission de régulation de l'énergie (groupe Prospective). Toutefois, les conclusions de l'étude telles que restituées dans cet article n'engagent que ses auteurs.

Une synthèse de l'étude est disponible en ligne sur le site d'Équilibre des énergies à l'adresse suivante : www.equilibredesenergies.org

Le train à hydrogène

Par Stéphane KABA et Laurent DUFOUR

Alstom

Contributeur majeur du secteur des mobilités, le transport ferroviaire présente un fort potentiel de croissance (passagers, fret) étant donné son rôle fondamental dans la transition écologique. Dans un contexte où plus de la moitié du réseau ferroviaire européen n'est pas électrifié, l'utilisation massive de trains diesel n'est plus compatible avec les objectifs de neutralité carbone à atteindre à l'horizon 2050. Les pouvoirs publics cherchent donc à verdir l'ensemble des mobilités en favorisant le transfert modal des mobilités vers le train et en remplaçant les flottes de trains diesel par des solutions 100 % décarbonées. L'introduction de piles à combustible hydrogène dans le ferroviaire est une alternative pertinente dans cette course à la décarbonation. Les profils des missions constitutives du rail représentent en effet un cas d'usage immédiat et préférentiel de l'hydrogène en réponse à des besoins massifs, prédictifs, localisables et pérennes. Cette technologie offre également des niveaux de performance élevés en termes d'autonomie, de vitesse, de capacité et de confort. Enfin, le déploiement à grande échelle de l'hydrogène sur tout le territoire européen contribuera à renforcer la compétitivité de ces solutions.

Alstom a été pionnier dans l'utilisation de l'hydrogène dans le ferroviaire. Le groupe ferroviaire a conçu, développé et produit le premier train régional 100 % hydrogène, le Coradia iLint, lequel est en service commercial depuis 2018 en Allemagne. Le défi associé à l'intégration des différents éléments (pile à combustible, réservoirs, batteries...) a été relevé tout en maîtrisant les contraintes en matière de sécurité industrielle et d'exploitation. Une accélération des développements est néanmoins nécessaire afin d'étendre cette technologie à d'autres types de trains passagers (par exemple, le régional bi-mode) et aux locomotives de fret, tout en favorisant les synergies avec d'autres types d'applications comme le maritime ou le stationnaire.

Le rail : un secteur stratégique pour les politiques de décarbonation des mobilités

En tant que contributeur majeur du secteur de la mobilité, le transport ferroviaire est reconnu comme étant intrinsèquement vertueux du point de vue écologique. En effet, le rail est le mode de transport de passagers le plus performant en termes environnementaux : la consommation spécifique du transport ferroviaire (énergie par passager-kilomètre) est la plus faible : elle est en moyenne dix fois inférieure à celle de la route ou de l'aérien, et l'est plus encore sur des lignes totalement électrifiées et denses comme celles sur lesquelles circulent les TGV (une consommation cinquante fois moindre). L'intensité moyenne des gaz à effet de serre (GES) (en g de CO₂ eq par passager-kilomètre) est aussi la plus faible. Le rail n'est responsable que de 0,5 % des émissions mondiales directes et indirectes de GES. Mais le transfert modal qui est nécessaire pour réduire fortement les émissions dans le transport (passagers et fret) va accroître significativement la part du rail dans l'ensemble des mobilités.

Aujourd'hui, seulement 32 % des lignes sont électrifiées au niveau mondial (50 % en Europe). C'est donc une fraction importante du réseau qui n'est pas équipée de caténaires, d'où une exploitation reposant exclusivement sur des trains diesel. Dans ce contexte, il est nécessaire d'accentuer les efforts de décarbonation

du transport ferroviaire pour lui permettre de conserver son avantage de pointe et s'aligner sur les taxonomies « vertes » en respectant les engagements de neutralité carbone pris par les États (voir la Figure 1 de la page suivante).

Dans un objectif de mobilités « Zéro émission », les principales solutions pour remplacer les trains et les locomotives fonctionnant au diesel s'appuient sur trois technologies :

- l'électrification des lignes : compte tenu de la faible densité du trafic sur certaines lignes, cette option peut s'avérer très coûteuse et peu pertinente économiquement en raison des investissements importants que représentent de tels travaux d'infrastructure (de 250 à 500 k€ par km, voire de 1 à 3 M€ du km, selon la typologie des lignes et la tension d'alimentation nécessaire, ou encore lorsque l'installation de sous-stations haute tension s'impose) ;
- l'utilisation de batteries de traction : cette technologie est adaptée pour la desserte d'une partie des lignes, notamment lorsque la section non électrifiée n'est pas d'une longueur trop significative ;
- les trains à hydrogène : cette technologie de rupture permet d'effectuer des missions en totale autonomie sur de longues distances et affichent des performances identiques au train diesel en termes de vitesse et de capacité. Elle offre également un meilleur niveau de confort (réduction des émissions sonores), et elle est en outre totalement décarbonée.



Source UNIFE (données 2020), incluant réseaux grande Vitesse, grandes lignes et fret (hors réseaux urbains)

Figure 1 : Taux d'électrification des réseaux ferroviaires des différents pays – Source : UNIFE, données 2020 incluant les réseaux à grande vitesse, les grandes lignes et le fret, mais hors réseaux urbains (quasi intégralement électrifiés).

Des solutions mixtes combinant ces différentes technologies peuvent s'avérer pertinentes. La solution retenue découlera du profil de la mission du train, qui devra faire l'objet d'une analyse approfondie. L'illustration ci-dessous (voir la Figure 2) précise les critères de pertinence actuels des différentes solutions précitées (autonomie du train et niveau de trafic).

Parier sur l'hydrogène pour en faire le carburant de demain, c'est avant tout proposer un système de production de l'hydrogène qui soit propre. L'hydrogène permettant d'atteindre l'objectif d'une mobilité décarbonée proviendra de l'électrolyse de l'eau, c'est-à-dire de la séparation des atomes d'oxygène et d'hydrogène présents dans l'eau à partir d'une énergie électrique renouvelable ou décarbonée, ce qui représente environ 75 % du coût de l'hydrogène. La production massive d'hydrogène vert grâce à l'augmentation constante du nombre des installations renouvelables (par exemple, des éoliennes ou des centrales solaires) doit permettre d'accélérer le remplacement des flottes de trains diesel par des solutions hydrogène.

Le rendement actuel de la propulsion hydrogène (Power-to-H2-to-Power) est de l'ordre de 25 % (rendement de l'électrolyse de 50 % cumulé à celui de la pile à combustible qui est lui aussi en moyenne de 50 %), ce qui n'est pas très éloigné de celui d'un moteur diesel (du puits à la roue). Les coûts de maintenance s'avérant moins onéreux pour l'hydrogène, le coût total de possession des trains utilisant cette molécule sur leur durée de vie est, dans de nombreux cas, déjà compétitif face au diesel et le sera encore plus lorsque le coût de l'hydrogène baissera. De nombreux programmes de recherche et développement visent à améliorer encore le rendement de l'hydrogène, en particulier au niveau de l'électrolyse de l'eau.

Même si l'hydrogène vert peut souffrir d'une certaine rareté à court terme, le ferroviaire constitue néanmoins un cas d'usage immédiat et préférentiel au même titre que certaines autres industries qui devront, comme lui, réduire massivement leurs émissions de gaz à effet de serre (ciment, acier, raffinage, engrais, pétrochimie,



Figure 2 : Les critères de pertinence actuels des différentes solutions existantes – Source : Alstom 2019, en collaboration avec l'Université de Dresde.

etc.). En effet, les profils des missions du ferroviaire sont parfaitement adaptés à l'utilisation de l'hydrogène en réponse à des besoins massifiés, prédictifs, localisables et pérennes (la durée de vie d'un train étant d'au moins trente ans). De plus, les quantités d'hydrogène nécessaires pour satisfaire les besoins du ferroviaire sont compatibles avec une production locale d'hydrogène, permettant ainsi de s'affranchir d'une production centralisée qui pâtit encore d'un manque d'investissements et d'infrastructures de transport. À noter que l'utilisation d'hydrogène fatal (récupération d'hydrogène coproduit dans des processus industriels comme la production de chlore ; de l'hydrogène qui n'est pas utilisé, mais brûlé) constitue à court terme une solution intéressante.

Le train hydrogène : une expérimentation réussie en Allemagne

Conscient des enjeux du verdissement des flottes de trains diesel, Alstom a lancé, dès 2013, un vaste plan d'innovation dédié au verdissement des mobilités, qui soutenu notamment par des études de faisabilité, visait au développement d'un train équipé de piles à combustible à hydrogène. Conçus par les équipes d'Alstom, à Tarbes (en France) et à Salzgitter (en Allemagne), les deux premiers prototypes transportant des passagers ont été mis en service commercial dès septembre 2018 sur des dessertes régionales en Allemagne (en Basse-Saxe). Ce train régional, le Coradia iLint, qui a bénéficié du soutien du ministère allemand de l'Économie et des Transports, a été conçu à partir de la plateforme régionale Coradia Lint qui fonctionnait initialement avec une propulsion diesel. D'une longueur totale de 54 mètres, il est composé de deux voitures identiques. L'architecture de ces deux voitures est schématisée dans le dessin ci-dessous (avec le détail des principaux équipements) (voir la Figure 3 ci-après).

Les réservoirs de stockage d'hydrogène sont installés en toiture et ont une capacité de l'ordre de 270 kg (à 350 bars), ce qui permet de parcourir jusqu'à 1 000 km

selon les profils de la mission, et cela sans aucune émission de CO₂ ni de particules. La conception initiale des réservoirs du iLint et leur intégration dans le train ont nécessité un travail collaboratif avec deux fournisseurs concernés. Afin d'optimiser les réservoirs destinés aux trains à hydrogène, Alstom a récemment signé avec Plastic Omnium un accord portant sur le développement de systèmes embarqués de stockage de l'hydrogène innovants, compétitifs et utilisables par le secteur ferroviaire. Ces systèmes devront être conformes aux futures normes concernant les réservoirs d'hydrogène destinés aux trains.

Le temps de recharge en hydrogène de ces deux premières rames est aujourd'hui un peu plus élevé que celui nécessaire pour faire le plein de diesel sur ce même type de train. L'optimisation du protocole de ravitaillement est donc essentielle pour l'atteinte des performances souhaitées en termes de recharge (sécurité, rapidité et dimensionnement). À ce titre, ont été engagés des travaux de modélisation, et des calculs et simulations ont été réalisés en fonction des différentes typologies de réservoirs et d'autres conditions spécifiques (par exemple, météorologiques). De même, des campagnes d'essais ont été conduites. Dans ce cadre, Alstom a signé un partenariat avec Hynamics, filiale du groupe EDF, pour optimiser le remplissage en hydrogène des trains de voyageurs, notamment dans le but de réduire le temps nécessaire à leur ravitaillement. À terme, l'objectif est de définir un standard international de ravitaillement qui permettra de limiter le temps d'immobilisation des trains à hydrogène lors de leur remplissage, et ce dans le respect de la réglementation et des règles de sécurité en vigueur.

La pile à combustible est au cœur du système en tant que source d'énergie : elle génère de l'électricité à partir de l'hydrogène et de l'oxygène provenant de l'air ambiant ; en outre, elle ne rejette que de l'eau pure et de la chaleur, qui est du reste utilisée pour le chauffage des voitures passagers. Cet équipement, d'une puissance supérieure à 200 KW, est également installé en toiture, sur chacune des deux voitures de la rame iLint. Le choix d'Alstom s'est porté sur des piles à combustible



Figure 3 : L'architecture d'une voiture composant le train régional Coradia iLint – Source : Alstom.

à plaques composites (graphite), cette solution présentant des avantages supérieurs en termes de durabilité par rapport aux plaques métalliques.

Pour répondre aux enjeux liés à l'intégration de la pile dans le système train, Alstom a acquis la société Helion, ce qui lui a permis non seulement de disposer d'une seconde source d'approvisionnement, mais aussi et surtout de mieux maîtriser les différents sous-ensembles constitutifs de la pile utilisée dans l'environnement ferroviaire. Alstom/Helion travaille notamment sur l'amélioration des performances thermiques de la pile, ainsi que sur l'intégration de celle-ci conformément aux normes ferroviaires dans les différents types de matériels roulants, tout en favorisant les synergies avec d'autres secteurs utilisant l'hydrogène, en particulier le maritime et les générateurs stationnaires.

Ces développements ont pour objectifs :

- d'accroître la durée de vie des *stacks* (de 10 000 h à plus de 25 000 h) ;
- d'augmenter sa puissance spécifique ainsi que sa densité de puissance ;
- d'accroître les performances et la durée de vie des composants de la pile à combustible ;
- d'augmenter la compacité de l'unité d'alimentation (*Fuel Cell Power Unit*) et d'en baisser les coûts (en réduisant le nombre des équipements, par exemple).

Le train iLint dispose également dans chaque voiture d'une batterie Li-Ion (installée en sous-châssis), dont la fonction est de récupérer l'énergie électro-dynamique,

notamment durant les phases de freinage, avant de la restituer en phase d'accélération. La batterie agit en tant que « boost » et permet d'optimiser le fonctionnement de la pile à hydrogène et donc d'en améliorer l'efficacité. L'utilisation intelligente de ce système permet de réduire de 15 à 20 % l'énergie totale nécessaire.

Les deux premiers opérateurs ayant choisi le Coradia iLint disposent, pour l'un, de deux stations de recharge (dont l'une est mobile/transportable) couplées à un électrolyseur local et, pour l'autre, d'une seule station qui, aujourd'hui alimentée par de l'hydrogène fatal provenant d'une usine voisine, le sera bientôt par de l'hydrogène vert.

Le train iLint offre des performances similaires à celle du Coradia dans sa version diesel (vitesse maximale de 140 km/h, capacité d'accueil de 120 à 150 sièges, autonomie de 1 000 km), tout en restant accessible aux personnes à mobilité réduite et en proposant une zone flexible pour l'accueil des vélos. Par ailleurs, il offre un niveau de confort amélioré, notamment avec une réduction significative du niveau de bruit (équivalent à celui d'un train électrique).

Ce programme a franchi une nouvelle étape majeure, le 24 août 2022, avec la mise en service commercial de quatorze rames appartenant à LNVG (Landesnahverkehrsgesellschaft Niedersachsen), sur la ligne assurant la liaison entre Cuxhaven, Bremerhaven, Bremervörde et Buxtehude (voir la Figure 4 ci-dessous).



L'une des quatorze rames mises en service le 22 août 2022 en Basse-Saxe.



Remplissage d'une rame iLint.



Équipements installés en toiture (réservoirs et piles H₂).

Figure 4 : Présentation d'une rame iLint – Source : Alstom.

D'autres programmes ont été depuis lancés

En Europe, ce sont plus de 6 000 trains régionaux qui sont équipés de chaînes de traction diesel. L'appétence du marché pour le déploiement de flottes régionales « vertes » est aujourd'hui une réalité. L'intérêt des solutions hydrogène pour les trains régionaux a en effet été confirmée par de nouvelles commandes de rames à Alstom pour le développement de trains destinés à circuler sur des lignes non électrifiées (solution 100 % hydrogène) ou partiellement électrifiées (solution bi-mode caténaire-hydrogène) (voir la Figure 5 ci-après).

Certains concurrents d'Alstom se sont lancés plus tardivement sur le marché des trains régionaux à hydrogène : ces programmes de développement en cours s'adressent principalement au marché européen. Les premiers prototypes ne sont pas annoncés avant fin 2024. Si les choix technologiques de ces concurrents sont inspirés des solutions développées par Alstom, leur intégration dans le système train reste à démontrer et elles devront également réussir les tests nécessaires pour obtenir l'homologation indispensable à leur future mise en service en toute sécurité.

À noter que deux concurrents ont annoncé le développement de tramways à hydrogène, à l'instar de la Chine, qui a mis en service commercial une rame de ce type de tramway. La pertinence de cette solution technologique est sujette à questionnement dans un contexte urbain quasi intégralement électrifié (où, pour de courtes sections, elle coexiste avec de nombreuses autres solutions d'alimentation (par exemple, par caténaire, par le sol ou par batterie).

Le déploiement du train à hydrogène : un catalyseur de la mobilité décarbonée

Le déploiement du train à hydrogène constitue un levier majeur de la massification de cette énergie pour couvrir l'ensemble des mobilités.

L'exemple de l'utilisation de piles à combustible pour différents modes de transport (voir le schéma ci-dessous) permet de regrouper les besoins selon la puissance de ces piles et d'envisager une utilisation massive de l'hydrogène (voir la Figure 6 de la page suivante).



(*) La plate-forme Coradia Polyvalent et le site de Reichshoffen ont été cédés à CAF le 1^{er} août 2022 (engagement pris par Alstom auprès de la Commission européenne dans le cadre de l'acquisition de Bombardier Transport). Alstom continuera de fournir pour ce train l'expertise hydrogène avec la chaîne de traction.

Figure 5 : Les différents trains régionaux à hydrogène développés par Alstom – Source : Alstom.

Par ailleurs, la chaîne de valeur du train à hydrogène va au-delà du matériel roulant lui-même. Privilégier une approche systémique du train et de son environnement est essentiel pour permettre aux exploitants de maximiser l'efficacité de l'écosystème hydrogène dans sa globalité.

En effet, pour fonctionner, le train « Zéro émission » a besoin d'une infrastructure lui assurant la fourniture de l'hydrogène. L'intégration du train dans l'écosystème hydrogène contribuera donc à l'émergence d'une chaîne de valeur performante allant de la génération d'électricité renouvelable jusqu'au remplissage des réservoirs du train (stations de production, de transport, de distribution et de ravitaillement).

Enfin, la mutualisation des stations de recharge en hydrogène avec d'autres consommateurs (bus, camions, véhicules utilitaires...), autour d'un même point d'avitaillement, peut être envisagée en fonction des besoins locaux.

Une accélération des développements est nécessaire

Les avancées du secteur ferroviaire permettront à d'autres cas d'usage de surmonter plus facilement certaines contraintes, notamment celles liées à la sécurité au regard notamment des fuites potentielles d'hydrogène. Le train iLint homologué en Allemagne avec plus de 200 000 km de service commercial assuré sur le réseau régional en toute sécurité, a démontré que ces risques sont maîtrisables et, en l'espèce, maîtrisés.

Si le volume par quantité d'énergie de l'hydrogène reste encore une limite pour certains usages, ainsi que la puissance et la compacité des piles à combustible, des innovations, en particulier en matière de stockage et de technologie des piles, sont d'ores et déjà identifiées et en cours d'étude pour différentes applications (locomotives, poids lourds...).

L'hydrogène pour les locomotives

La flotte mondiale de locomotives diesel estimée à plus de 130 000 unités représente un marché majeur pour le secteur de la mobilité verte. Les principaux marchés sont l'Europe et l'Amérique du Nord, avec des feuilles de route « Net Zéro » différentes (l'arrêt du diesel par les opérateurs ferroviaires européens pourrait s'étendre principalement de 2035 à 2040, et possiblement à l'horizon 2050 en Amérique du Nord).

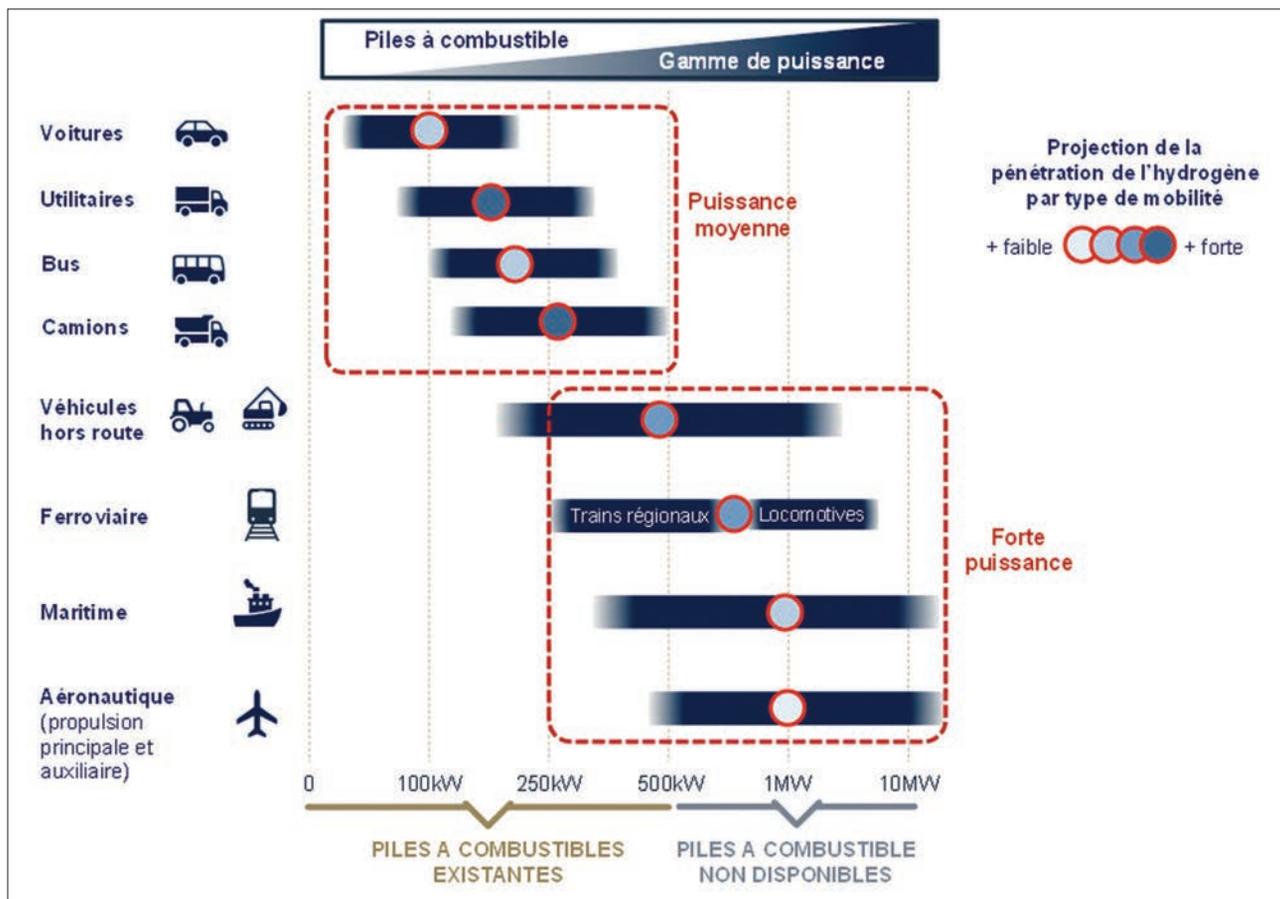


Figure 6 : L'utilisation de piles à combustion pour différents modes de transport – Source : Alstom/Helion.

En Europe, plus de 15 000 locomotives diesel sont encore en service. Des solutions « vertes » sont envisagées pour remplacer les locomotives de manœuvre, dont la puissance est inférieure à 1 MW (les « shunters » ou « switchers » qui représentent deux tiers des locomotives en service).

S'agissant des besoins pour le fret lourd, le marché ne dispose pas encore de matériel « Zéro émission » pour assurer les longues distances ou les grandes lignes de fret ou de passagers, mais des solutions de rupture à base d'hydrogène sont à l'étude, à l'instar du concept envisagé par Alstom et Engie : celui d'un système de pile à combustible pouvant alimenter les locomotives électriques dans les secteurs non électrifiés (sur la base d'un modèle clé en main incluant des solutions de logistique et d'avitaillement en hydrogène renouvelable). En effet, beaucoup de locomotives diesel sont exploitées sur des lignes principales qui sont dans les faits électrifiées : ainsi, 80 % des trains-kilomètres diesel parcourus le sont sous caténaires, générant une pollution et des émissions inutiles, alors que le recours au diesel ne s'avère justifié que pour les 20 % correspondant aux lignes non électrifiées (les derniers kilomètres, notamment).

La première étape de la feuille de route de la décarbonation des locomotives est l'optimisation des alimentations en énergie et de leurs utilisations (hybridation avec le recours à des batteries, écoconduite, optimisation de la gestion de la flotte, etc.), en préparant les

solutions de demain qui incluront l'électrification, les piles à combustible à hydrogène, les batteries, voire des moteurs à combustion interne d'hydrogène, en particulier pour les rénovations ; toutes ces solutions pouvant être combinées entre elles. Investir aujourd'hui est nécessaire pour permettre un déploiement à grande échelle de l'hydrogène dans le ferroviaire à partir de 2030.

Les moteurs à injection directe d'hydrogène

Au-delà de la pile à combustible, le développement par certains industriels de moteurs à combustion interne d'hydrogène est en cours et pourrait constituer une solution intermédiaire à la décarbonation, notamment, des flottes ferroviaires. Certes, cette solution permettra comme les piles à combustible de supprimer les émissions de CO_2 , mais elle n'en égalera pas les performances, en raison de sa surconsommation d'hydrogène, de deux tiers par rapport à celle des piles à combustible (liée à la différence entre le rendement du cycle de Carnot et celui de la pile à combustible), et des émissions de NO_x qu'elle génère. Or, sur la durée de vie d'un train, le surcoût lié à la consommation accrue d'hydrogène s'avère préjudiciable en termes d'objectifs économiques, le coût total de possession étant très dégradé. Toutefois, dans le cadre de rénovations à mi-vie des trains diesel, cette solution, plus économique en termes d'investissement (simple modification des kits d'injection et ajout d'un réservoir),

peut présenter une certaine pertinence pour la durée de vie résiduelle du train. Afin de ne pas dépendre uniquement de motoristes dont le marché ferroviaire n'est pas la priorité, Alstom a pris l'initiative de travailler avec l'institut de recherche WTZ pour pouvoir proposer ce type de technologie à ses clients.

Conclusion

Le transport ferroviaire a un rôle fondamental à jouer dans la transition écologique. Au-delà du nécessaire report modal de la route et de l'aérien vers le rail (passagers et fret), le secteur ferroviaire doit relever le défi de rendre le rail toujours plus attractif, plus performant et plus vert. Dans ce cadre, les mesures de bannissement du diesel, qui pourraient aussi concerner le rail dans la plupart des pays dans le monde, incitent à accélérer le développement de solutions alternatives.

La filière ferroviaire est reconnue pour ses capacités à structurer les mobilités durables dans les territoires en apportant des innovations en matière de digitalisation, de sécurité, de fiabilité..., en développant des solutions de propulsion sobres et décarbonées... Elle apporte aujourd'hui, grâce à l'hydrogène, une solution pour remplacer la motorisation diesel dans un grand nombre de cas d'usage, notamment pour le marché régional ; et cela en tirant parti de complémentarités avec d'autres types de mobilité.

Au-delà de la disponibilité de l'hydrogène vert, son prix constitue un facteur décisif de son développement ; ce prix doit être considéré dans le temps par rapport à l'évolution des prix des autres sources d'énergie afin de garantir la compétitivité du coût total de possession des

trains à hydrogène sur la totalité de leur durée de vie. Les investissements du secteur ferroviaire dans l'hydrogène auront clairement un effet stimulant, qui devrait permettre l'émergence des innovations nécessaires au développement d'un écosystème hydrogène viable et mutualisé. L'action de la puissance publique, à travers l'accélération du déploiement d'un cadre réglementaire s'inscrivant dans la trajectoire de neutralité carbone, ainsi que les politiques de soutien en faveur des acteurs de la filière ferroviaire et de la production d'hydrogène vert seront déterminantes dans l'atteinte des objectifs de neutralité carbone à l'horizon 2050. La validation par la Commission européenne du soutien public apporté à l'hydrogène par quinze États membres, dont la France, à travers l'intégration de quarante-et-un projets hydrogène dans le programme IPCEI H2, s'inscrit dans cette logique. Tout comme l'amendement récemment adopté par les Eurodéputés, lequel permet de considérer comme durable une molécule d'hydrogène même si elle provient d'une électricité issue du gaz ou du charbon (moyennant compensation en électricité renouvelable ailleurs en Europe). Décrit par beaucoup car pouvant accentuer la demande d'énergies fossiles carbonées, cet amendement constitue un coup de pouce à la filière hydrogène, au même titre que la tentative française de faire labelliser un hydrogène « bas-carbone » produit à partir d'un réseau électrique national disposant d'un mix déjà largement décarboné.

Dans un contexte d'urgence écologique et d'une nécessaire restauration de la souveraineté énergétique européenne, cet effort collectif est essentiel pour permettre à l'Europe de jouer un rôle de premier plan dans la transition durable.

Construire une filière européenne de l'électrolyse : le passage au stade de l'industrialisation

Par Roland HÉQUET

Vice-président Stratégie, partenariats et mobilité, John Cockerill Hydrogen

L'hydrogène est en passe de s'imposer comme le vecteur énergétique majeur du XXI^e siècle : dans un premier temps en complément, puis en remplacement des filières actuelles basées sur les énergies fossiles. L'hydrogène produit à partir de sources d'énergies renouvelables représentera 20 % de la consommation électrique de l'Europe en 2050 et révolutionnera l'industrie, la mobilité et, plus globalement, la gestion de l'énergie.

La production de cet hydrogène décarboné est une formidable opportunité pour l'Europe, et cela à maints égards : bien évidemment, en termes de lutte contre la pollution et le réchauffement climatique, mais aussi en termes économiques, voire de *leadership* technologique.

Les électrolyseurs sont un élément clé de la chaîne de production de l'hydrogène décarboné. Construire une filière européenne autour de ce produit est un enjeu majeur nécessitant des efforts de recherche et développement importants, de faire des choix technologiques judicieux, d'élaborer un cadre normatif et d'assurer un accompagnement de la filière.

Introduction

La production d'hydrogène décarboné connaît aujourd'hui à travers le monde un élan sans précédent. 120 millions de tonnes d'hydrogène sont consommées à travers le monde et, selon les projections, cette consommation sera de 200 millions de tonnes en 2030. Dans son rapport « 2021 World Energy Transitions Outlook », l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) estime que l'hydrogène et ses dérivés représenteront 12 % de la consommation finale d'énergie d'ici à 2050, les deux tiers concernant de l'hydrogène vert.

Ce vecteur énergétique constitue donc un enjeu majeur pour la décarbonation de nos sociétés. L'Europe a bien intégré cette transition, annonçant très tôt des mesures pour l'accompagner. Forte de l'expérience tirée des panneaux photovoltaïques et des batteries électriques pour lesquels il a fallu faire des efforts considérables pour redévelopper les filières sur son territoire, l'Europe a affiché très tôt une vision et une politique ambitieuses.

Des enjeux de taille et de nombreux défis

L'enjeu est de taille puisqu'il s'agit d'assurer à l'Europe son indépendance énergétique et, au-delà, assurer une maîtrise de l'ensemble de la filière *via* la constitution

d'un écosystème autour de l'hydrogène décarboné. Le plan « RePowerEU » adopté cette année affiche une volonté de produire 10 millions de tonnes d'hydrogène décarboné et d'en importer la même quantité, cela à horizon 2030.

Pour cela, les défis à relever sont nombreux, mais trois sont de taille et s'avèrent prioritaires pour la filière : disposer 1) d'une quantité d'énergie décarbonée suffisante et compétitive pour produire l'hydrogène nécessaire pour concrétiser nos ambitions, 2) des technologies performantes permettant de produire à bas coût ledit gaz et 3) d'une infrastructure adéquate pour le transport et la distribution de celui-ci.

Parmi les technologies performantes nécessaires à la réalisation des objectifs, les électrolyseurs en sont un élément prépondérant. Ils représentent une part importante de la compétitivité de la filière de production et constituent également une opportunité de réindustrialisation avec à la clé la création d'emplois, un *leadership* technologique et la génération de revenus à travers le développement de l'usage de ce gaz au sein de l'Europe et *via* les exportations.

Mise en place d'une stratégie

Dès 2020, la Commission européenne a publié une « stratégie pour l'hydrogène en vue d'une Europe neutre climatiquement ». Cette stratégie repose sur une feuille de route allant jusqu'à 2050, une échéance

visée pour voir émerger une économie décarbonée et développer un écosystème basé sur un hydrogène propre. L'Europe fait partie des premiers espaces géographiques dans le monde à avoir mis en place une stratégie claire, qui se veut être la clé du développement de la filière hydrogène (voir la Figure 1 ci-après).

Dans le but d'identifier et de promouvoir les meilleures voies d'investissement, de renforcer l'industrie européenne de l'hydrogène et de permettre le déploiement de l'hydrogène décarboné, l'Alliance européenne pour l'hydrogène propre (European Clean Hydrogen Alliance – ECH2A) a été créée par la Commission européenne en juillet 2020. Elle rassemble plus de 1 500 parties prenantes (industrie, société civile, organismes de recherche, investisseurs et autorités publiques) et englobe toutes les composantes de la chaîne de valeur de l'hydrogène, dont, bien sûr, les fournisseurs d'électrolyseurs. Au travers de six tables rondes, dont une dédiée à la production d'hydrogène, l'ECH2A a fait des recommandations. Une mobilisation qui a abouti, entre autres, à un engagement de la Commission européenne à modifier la réglementation régissant la production d'hydrogène renouvelable dans le but de favoriser la disponibilité de l'électricité renouvelable. Elle s'est engagée également à soutenir une montée en puissance rapide et à un coût abordable du marché de l'hydrogène renouvelable et de la production dudit gaz en Europe.

Ces mesures constituent le terreau nécessaire à l'émergence d'un écosystème intégré réunissant le monde de la recherche, les équipementiers, les industriels et les grands acteurs du secteur de l'énergie.

Choix technologiques

La maîtrise de la technologie est un élément clé, puisqu'elle garantit des coûts de production d'hydrogène les plus bas possible et de disposer des outils nécessaires pour assurer le développement d'une filière européenne.

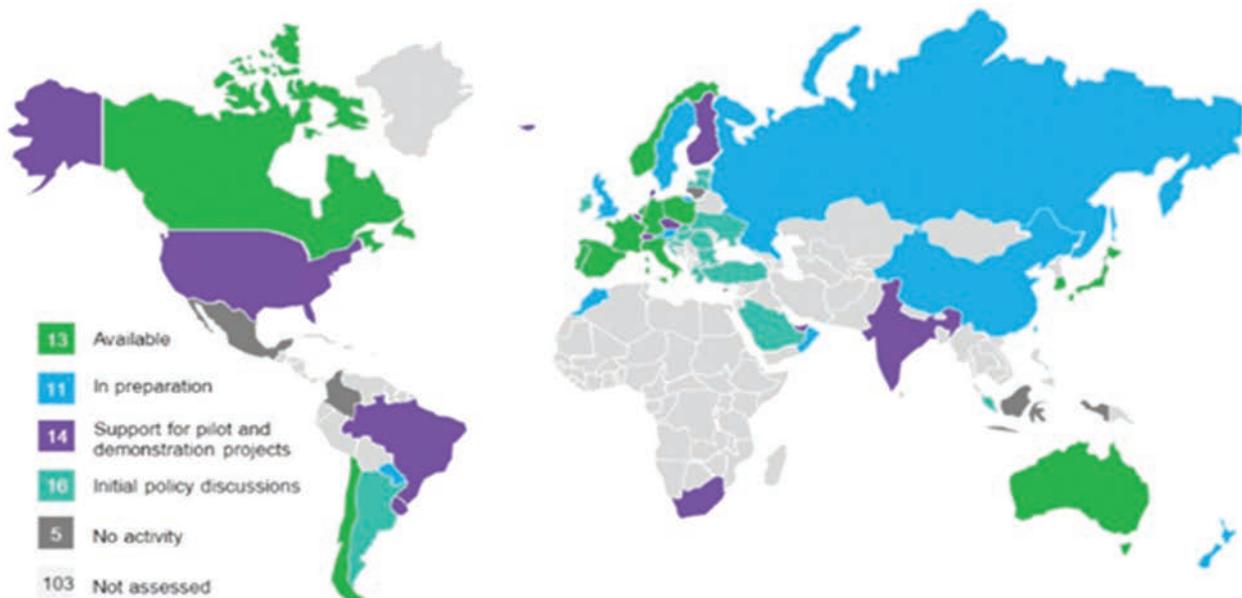
Il est difficile de recenser exhaustivement le nombre des fabricants d'électrolyseurs dans le monde. Mais notre analyse montre qu'environ la moitié des acteurs se trouvent en Europe et qu'à travers eux, sont couvertes l'ensemble des technologies d'électrolyse de l'eau : alcaline, PEM (Proton Exchange Membrane), SOEC (Solid Oxide Electrolyzer Cell) et AEM (Anion Exchange Membrane). Toutes ces technologies présentent des avantages qui leur sont propres ; elles sont souvent complémentaires et permettent de répondre aux spécificités des différents projets, tant au niveau des sources d'électricité, qu'elles soient intermittentes ou non, que des applications.

Signe de dynamisme, les acteurs européens sont aussi bien de grands groupes champions du secteur, comme Siemens, NEL, John Cockerill ou ThyssenKrupp Nucera, que des *start-ups* ou des PME, comme Enapter, Elogen ou Genvia, qui développent les technologies de demain.

Un enjeu important du développement de ces technologies tient à leur capacité à garantir la plus grande autonomie possible au niveau des matériaux, en privilégiant des métaux abondants pour la fabrication des composants, en particulier des électrodes et des plaques bipolaires. C'est une des raisons pour laquelle la technologie alcaline, impliquant des revêtements à base de nickel, s'impose globalement pour les projets de production en grande quantité de l'hydrogène.

La maîtrise de la technologie couvre également les aspects sécurité qui sont eux aussi des éléments clés pour le développement et le rayonnement d'une industrie européenne.

La production et l'utilisation de l'hydrogène peuvent s'avérer aussi sûres que celles basées sur des vecteurs d'énergie conventionnels, à condition que les propriétés spécifiques de l'hydrogène soient correctement prises en compte.



Source: World Energy Council, BloombergNEF. Note: Italy, Poland, Portugal and Spain's strategies are currently in draft form.

Figure 1 : Mise en place de plans stratégiques hydrogène décarboné – Source : World Energy Council, BloombergNEF.

C'est une des raisons pour lesquelles le Panel européen sur la sécurité de l'hydrogène (EHSP) a été créé dès 2017, avec pour mission de promouvoir et de diffuser les connaissances en matière de sécurité de l'hydrogène, dans l'optique de sécuriser la production, le transport, le stockage, l'exploitation, la manutention et l'utilisation la plus large possible de l'hydrogène.

Accompagnement de la filière

Dans son rapport « Hydrogen forecast to 2050 », DNV, un expert indépendant en assurance et de la gestion des risques, recense les aides apportées au développement d'une filière d'hydrogène vert à travers le monde (voir la Figure 2 ci-après).

On peut constater que l'Europe a bien perçu tout l'enjeu que revêt la transformation énergétique en cours : elle a, à ce titre, mis en place tout un dispositif d'aide aux entreprises et collectivités. Ce dernier est essentiel pour soutenir l'investissement nécessaire à la mise en place des filières *ad hoc*, que ce soit pour assurer la production d'hydrogène ou pour développer les technologies nécessaires à sa mise en œuvre.

L'Europe ne s'est pas trompée dans le choix de ses priorités, puisqu'elle a placé le développement technologique et la capacité manufacturière en première place de ses préoccupations, de manière à voir la mise en place d'une filière de production s'appuyant sur des électrolyseurs conçus et fabriqués sur son sol.

C'est ainsi que 5,4 milliards d'euros ont été débloqués dans le cadre du mécanisme européen de soutien PIIEC (projets importants d'intérêt européen commun) pour constituer une première vague de financements, appelée IPCEI Hy2Tech. Au travers de ce programme, ce sont pas moins de vingt projets liés à la production d'hydrogène décarboné qui verront le jour. La première réalisation concrète devrait être l'usine de fabrication d'électrolyseurs de grande taille de John Cockerill à Aspach, en Alsace.

Cadre réglementaire et normes

Pour assurer une croissance pérenne de la filière, disposer d'un cadre normatif et législatif adapté à la nouvelle dynamique liée à l'hydrogène décarboné est primordial. Un des axes de la feuille de route stratégique établie par l'Europe est celui du renforcement de son *leadership* dans le monde au travers de l'adoption à son niveau de normes techniques, de réglementations et de définitions spécifiques à l'hydrogène.

À l'heure actuelle, il n'existe toujours pas de législation visant spécifiquement à encadrer la production, le transport ou l'utilisation de l'hydrogène.

La Commission européenne a lancé deux consultations portant sur deux actes délégués clarifiant les règles de l'UE applicables à l'hydrogène renouvelable en vertu de la directive de 2018 sur les énergies renouvelables. Une fois adoptés, ces documents compléteront la proposition globale de la Commission visant à l'instauration d'un cadre réglementaire spécifique à l'hydrogène renouvelable.

L'objectif est de s'assurer qu'une production accrue d'hydrogène renouvelable ira de pair avec, en amont, une augmentation à due concurrence de la production d'énergie renouvelable.

L'essor de l'hydrogène, une opportunité pour aider à la réindustrialisation

La part de la production manufacturière dans le PIB européen n'a cessé de baisser au cours des dernières décennies, même si un léger rebond a pu être observé récemment.

Le CORDIS (Community Research and Development Information Service), qui est la principale source d'information de la Commission européenne sur les résultats des projets financés par les programmes

Available public funding and production target for hydrogen by region

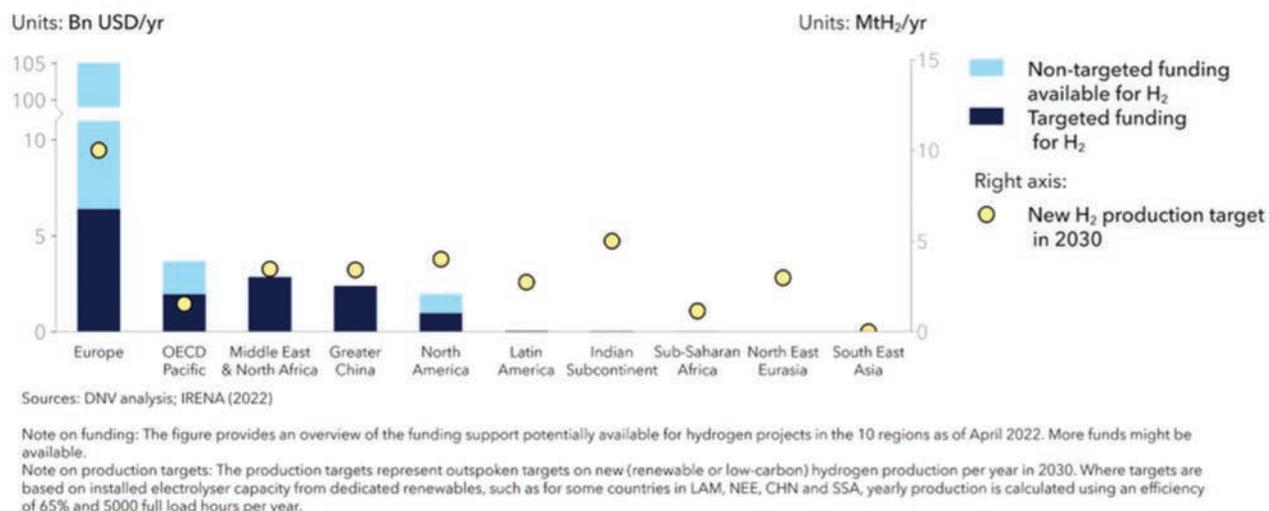


Figure 2 : Les aides au développement d'une filière d'hydrogène vert à travers le monde – Source : DNV analysis, Irena 2022.

cadre de l'UE pour la recherche et l'innovation, observe : « La base technologique en Europe, qui repose sur une recherche fondamentale de haute qualité, reste forte, mais l'insuffisance des investissements empêche de supprimer les écarts, en particulier par rapport au Japon. Toutefois, les difficultés auxquelles l'Europe est confrontée ne peuvent pas être toutes surmontées par un accroissement des investissements en R&D. Les faiblesses de l'industrie manufacturière européenne résident en grande partie dans son incapacité à adopter de nouvelles techniques et technologies, en prêtant une attention aux détails au stade de la mise en œuvre, ce qui impliquerait la nécessité d'adapter les nouveaux principes et concepts aux conditions précises qui règnent. »

Face à ce constat, l'Europe a réagi en apportant un appui financier d'importance aux projets de fabrication d'équipements et de production d'hydrogène décarboné (c'est, par exemple, plus de 25 milliards d'euros qui ont ainsi été budgétés par huit pays de l'Union pour soutenir la filière) et en travaillant à la mise en place des réglementations évoquées précédemment.

La capacité de fabrication d'électrolyseurs nécessaire pour assurer la production d'hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau est estimée à un peu moins de 2 gigawatts. En mai dernier, lors du Sommet européen de l'électrolyse, vingt acteurs européens majeurs de l'hydrogène se sont engagés aux côtés du Commissaire européen au marché intérieur, Thierry Breton, à porter ce chiffre à 17,5 gigawatts dès 2025, puis à continuer à augmenter cette production au fur et à mesure de l'accroissement de la demande en hydrogène décarboné.

La fabrication des électrolyseurs fait appel à des opérations classiques de tournage, de perçage et de soudage, mais aussi à des opérations beaucoup plus complexes, comme le revêtement de surfaces métalliques ou des opérations particulièrement délicates de soudure de certains alliages, en particulier pour les électrodes et les plaques bipolaires. Ces *process*, qui sont des facteurs clés pour l'atteinte de hautes performances, sont une opportunité de localiser sur le territoire européen des unités de fabrication à très haute valeur ajoutée.

Une autre opportunité réside dans le développement et l'industrialisation des membranes séparant les anodes des cathodes. Elles représentent un élément essentiel en termes de conductivité ionique, synonyme d'une moindre consommation d'électricité pour produire de l'hydrogène. Elles sont aussi d'une bonne tenue dans le temps, offrent une excellente imperméabilité aux gaz et permettent l'utilisation de matériaux bon marché. L'Europe au travers de gros acteurs comme Agfa-Gevaert ou Solvay mais aussi *via* son réseau de *start-ups*, a développé dans ce secteur des technologies de pointe, et cela sur toutes les technologies d'électrolyse de l'eau. La croissance rapide du secteur en nombre de cellules d'électrolyse à produire, mais aussi en taille de cellule (diamètre des *stacks*), impose un changement d'échelle et de nouvelles unités de production.

Un objectif pour l'Europe : s'imposer comme un acteur mondial

Le nombre des acteurs de l'électrolyse de l'eau augmente très rapidement, mais l'action de ceux-ci, pour leur très grande majorité, ne revêt qu'une dimension nationale. Pour développer une industrie de l'électrolyse performante techniquement et économiquement, il est essentiel que celle-ci rayonne à travers le monde, par ses exportations, bien sûr, mais aussi par des implantations au plan local. En effet, le développement de l'hydrogène se fera aussi, en grande partie, dans des zones géographiques propices à la production d'électricité renouvelable. DNV estime que les investissements nécessaires correspondaient à 12 milliards de dollars en 2021, ils devront être portés à 129 milliards en 2030 et atteindre 440 milliards en 2050. Pour assurer le développement de son industrie, il est essentiel que l'Europe soit présente au niveau mondial (voir la Figure 3 ci-après).

Synthèse et perspectives

La mise en place d'un écosystème européen autour de la production d'hydrogène décarboné et travaillant en lien avec les industries, les collectivités, les acteurs de l'énergie et de la mobilité, les universités et les

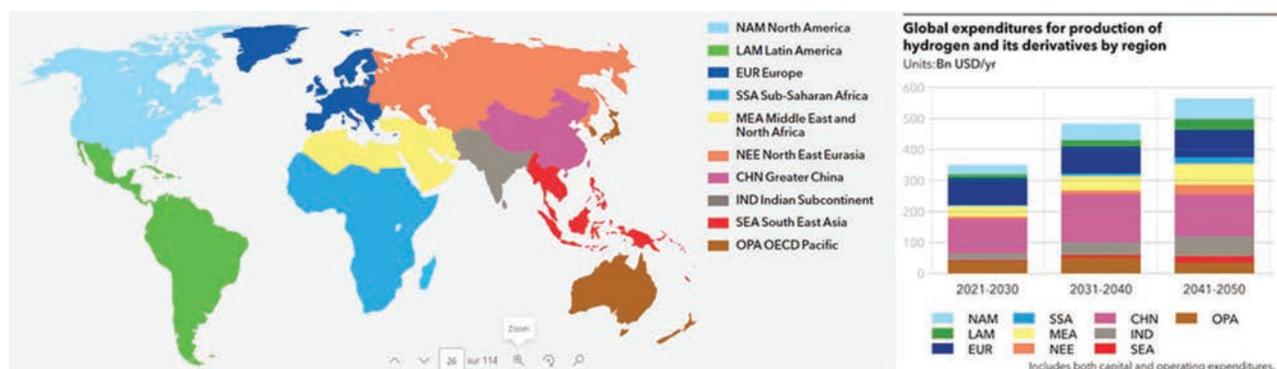


Figure 3 : Dépenses globales pour la production d'hydrogène et de ses dérivés par grandes régions du monde – Source : DNV, Hydrogen forecast to 2050.

laboratoires de recherche, est une véritable opportunité pour l'Europe. C'est au travers de toutes les mesures évoquées précédemment que l'Europe s'affirmera durablement en tant que leader de l'électrolyse.

Selon Fortune Business Insights, le marché mondial des électrolyseurs devrait passer de 416,8 millions de dollars en 2022 à 619,6 millions de dollars d'ici à 2029, avec un taux de croissance annuel composé (TCAC – Compound annual growth rate (CAGR), en anglais) de 5,8 % au cours de cette même période.

Ces chiffres devraient rapidement progresser d'ici à 2050 pour pouvoir accompagner les prévisions d'augmentation de la production d'hydrogène dans le monde. Au-delà de cette opportunité, qui représente quelques milliers d'emplois directs pour l'Europe, on pourra assister à l'avènement de toute une filière de fabrication d'équipements et d'infrastructures associés à l'hydrogène, avec son réseau de fournisseurs et de sous-traitance.

Références bibliographiques

BLOOMBERG NEF (2021), "Hydrogen market outlook".

DNV (2022), "Hydrogen forecast to 2050", Energy transition outlook 2022.

CORDIS, « Analyse SWOT de l'industrie manufacturière en Europe ».

KRENZ A., PRETTNER K. & STRULIK H. (2021), "Robots, reshoring, and the lot of low-skilled workers", *European Economic Review*, vol. 136, issue C.

FORTUNE BUSINESS INSIGHTS (2022), "Market research report", June.

Décarbonation de l'industrie : le joker Hydrogène

Par Jean-Marc LEONHARDT
H2V

L'hydrogène vert a le vent en poupe !

Pas une journée sans annonces de giga-projets de production d'hydrogène. Aujourd'hui, 17 pays ont officiellement une stratégie Hydrogène, et 20 autres pays ont annoncé travailler activement sur ce sujet. Mais ce n'est pas la première fois que l'hydrogène se retrouve sous les projecteurs. Déjà en 1970, en France, certains imaginaient convertir en hydrogène les excédents d'électricité nucléaire. Puis dans les années 2000, à la suite de la flambée des prix des produits pétroliers et du gaz naturel. Les deux fois, la pression est retombée rapidement pour des raisons économiques.

Aujourd'hui, la donne a changé. Certes, l'équation économique n'est pas (encore) résolue, mais l'urgence de réduire nos émissions de CO₂ est devenue quelque peu la priorité par rapport aux aspects économiques. L'hydrogène apparaît comme une solution incontournable pour résoudre le problème du réchauffement climatique. L'hydrogène, que ce soit la molécule ou son contenu énergétique, est voué à remplacer les sources d'énergie traditionnelles dans presque tous les secteurs, notamment l'industrie, les transports et le chauffage.

Après les scénarii quelque peu utopistes des années 2015 (par exemple, n'utiliser que les excédents d'énergies renouvelables et les stocker sous forme d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel – le scénario appelé « Power To Gas » –, ce qui limite considérablement les heures de production et renchérit le coût de l'hydrogène ; ou encore imaginer que l'hydrogène se disséminerait d'abord sous forme de micro-installations réparties sur le territoire), l'heure est aujourd'hui aux installations de production massive, implantées dans des zones de consommation elle aussi massive ou potentiellement massive (des zones appelées « bassins » par France Hydrogène). L'évidence est qu'il faut produire massivement pour réduire les coûts (CAPEX et OPEX), et que cela n'a de sens que si la consommation est à l'échelle de la production.

De ce fait, tous les efforts sont aujourd'hui orientés vers l'industrie, qui tirera les volumes, ce qui permettra une baisse des coûts et ouvrira ainsi les portes aux autres applications que sont la mobilité et les usages énergétiques. Mais comment l'hydrogène va-t-il servir l'industrie ?

C'est ce que nous proposons de passer en revue dans le présent article.

Contexte

L'Accord de Paris adopté en 2015 par les 196 pays participant à la COP21 a fixé l'objectif de limiter le réchauffement de notre planète à 2°C par rapport au niveau préindustriel, et plus préférablement à 1,5°C. Or, il est désormais acquis que cet objectif ne pourra être atteint sans recourir, entre autres, à l'hydrogène renouvelable.

La France a été l'un des tout premiers pays au monde à avoir identifié tout le potentiel de l'hydrogène, qu'elle a cherché à concrétiser dès 2018 dans le cadre du PIA (programme d'investissement d'avenir) doté de 100 M€, puis en 2020 à travers la Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné dotée de 7 milliards d'euros.

Cette stratégie nationale repose sur trois priorités :

- décarboner l'industrie en faisant émerger une filière française de l'électrolyse ;
- développer une mobilité lourde roulant à l'hydrogène décarboné ;
- soutenir la recherche, l'innovation et le développement de compétences afin de favoriser les usages de demain de l'hydrogène.

L'industrie manufacturière est responsable de près de 18 % des émissions de gaz à effet de serre. C'est certes moins que le transport, mais les centres d'émission sont très fortement concentrés sur un petit nombre de « gros émetteurs » et sur quelques zones géographiques (Dunkerque, Le Havre, Fos-sur-Mer et Metz). Le dunkerquois est à lui seul responsable de 21 % des émissions industrielles de gaz à effet de serre (source : projet DKarbonation) (voir le Tableau 1 et la Figure 1 de la page suivante).

Émissions de gaz à effet de serre par activité

en millions de tonnes d'équivalent CO₂

Secteur d'activité	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (e)
Transformation énergie	46,7	50,0	53,6	45,0	42,5	38,4
Industrie manufacturière	86,8	87,5	87,5	86,9	84,2	75,8
Traitement centralisé des déchets	15,3	15,2	15,5	15,0	15,3	15,1
Usage des bâtiments et activités résidentiels/tertiaires	83,4	83,4	82,7	77,7	75,1	69,9
Agriculture/sylviculture	87,4	85,4	85,3	84,1	83,1	83,0
Transport routier	130,0	130,5	130,5	127,4	127,3	107,5
Autres transports	7,9	8,0	8,3	8,4	8,5	6,1
Ensemble	457,7	460,0	463,5	444,6	436,0	395,7

e : données estimées.

Note : données révisées. Selon les définitions de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), les émissions nationales n'incluent pas celles comptabilisées en « hors total », à savoir les émissions maritimes et aériennes internationales, ainsi que les émissions des sources biotiques de l'agriculture et des forêts et les émissions des sources non-anthropiques.

Lecture : en 2020, le secteur d'activité du transport routier émet une quantité de gaz à effet de serre équivalent à 107,5 millions de tonnes de CO₂.

Champ : France et Saint Martin (périmètre Kyoto), émissions hors UTCATF.

Source : Citepa, rapport Secten 2021.

Tableau 1 : Émissions de gaz à effet de serre par secteur d'activité – Source : Citepa, rapport Secten 2021.

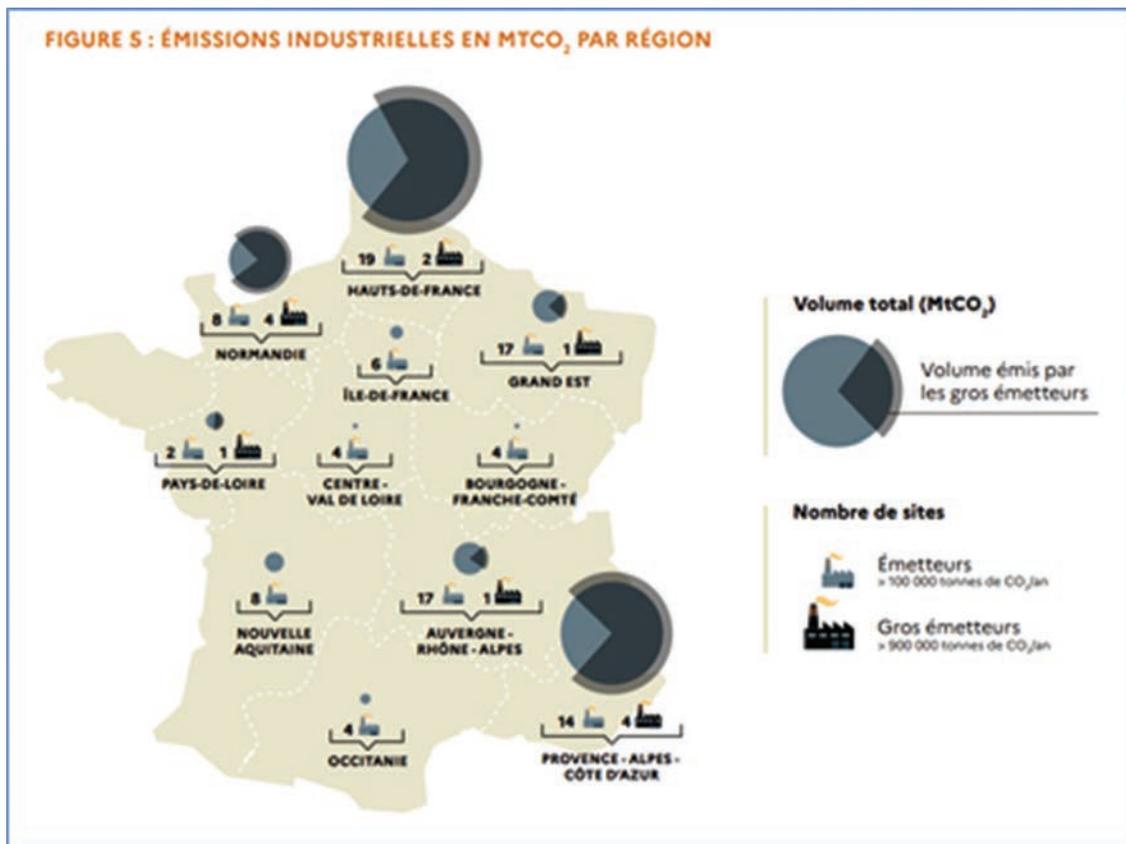


Figure 1 : Émissions industrielles en MtCO₂ par région – Source : Ademe.

Contribution de l'hydrogène à la décarbonation de l'industrie

Comment l'hydrogène renouvelable pourra-t-il contribuer à décarboner l'industrie ? Pour répondre à cette question, il convient de considérer le sujet sous différentes approches.

D'abord, il y a les industries qui utilisent déjà de l'hydrogène, lequel est très majoritairement produit aujourd'hui à partir du vaporeformage du gaz naturel (il s'agit de l'hydrogène « gris »). Ce sont :

- les raffineries, qui utilisent l'hydrogène pour désulfurer les carburants ;
- les usines d'ammoniac, qui combinent l'hydrogène à l'azote pour fabriquer de l'ammoniac, qui sert ensuite à produire des engrais azotés ;
- les fabriques de méthanol, qui est le composé de base d'une partie de l'industrie chimique et plastique (il n'y a pas de sites de production en France) ;
- de façon plus anecdotique, l'industrie alimentaire (beurres « allégés »), l'industrie pharmaceutique (produits désinfectants), l'industrie optique (verres spéciaux)...

L'hydrogène produit est aujourd'hui utilisé à près de 90 % par les raffineries et les fabriques d'engrais.

L'inconvénient est que chaque tonne d'hydrogène obtenu par vaporeformage génère le dégagement de 10 tonnes de CO₂. Pour décarboner ces industries, il suffirait de remplacer l'hydrogène « gris » par de l'hydrogène « vert » (ou « renouvelable ») obtenu par électrolyse de l'eau ; celui-ci ne génère aucune émission de CO₂ si l'électricité utilisée est d'origine renouvelable. Ce basculement est techniquement relativement aisé à réaliser, il ne demande au plus que quelques ajustements à apporter au procédé. Le frein est avant tout économique, car l'hydrogène « vert » coûte deux à trois fois plus cher à produire que l'hydrogène « gris ». Toutefois, l'évolution des législations française et européenne (la directive sur les énergies renouvelables RED II et la future RED III, la TIRUERT (taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports) ou encore l'évolution attendue du système européen ETS) pourront rendre économiquement justifié le basculement vers l'hydrogène « vert », à court terme, pour les raffineries et, à moyen terme, pour les fabriques d'ammoniac.

Ensuite, il y a les industries potentiellement utilisatrices d'hydrogène. L'exemple le plus prometteur est celui des aciéries, où l'hydrogène pourrait remplacer le charbon pour réduire le minerai de fer, en recourant à un procédé appelé DRI (Direct Reduced Iron – Fer à réduction directe). Dans ce cas, la substitution du charbon par de l'hydrogène nécessite le remplacement complet des installations, ce qui représente un

investissement considérable. Hydrogen Europe estime le montant des investissements nécessaires à 504 M€ par tonne d'acier, sans compter le coût lié à la production de l'hydrogène. Le haut fourneau traditionnel (Blast Furnace (BF)) devra être remplacé par un four à cuve (DRI), avec une injection de l'hydrogène directement dans ledit four. En réalité, l'opération se fera en deux temps. Dans un premier temps, la réduction directe sera réalisée en injectant du gaz naturel, qui sera transformé en hydrogène à l'intérieur du four (en quelque sorte un vaporeformage interne). Ce procédé est aujourd'hui techniquement mature. La première usine utilisant ce procédé, celle d'Arcelor Mittal Hambourg, a été mise en service en 1971. Aujourd'hui, plus d'une vingtaine d'aciéries mettent en œuvre ce principe dans le monde, mais elles utilisent toutes du gaz naturel comme agent réducteur. L'utilisation d'hydrogène est une pratique moins mature. Le projet le plus avancé est HyBrit de SSAB : il a été lancé en 2016 et de premiers essais concluants ont été obtenus en juin 2021. Tous les aciéristes européens, sans exception, ont lancé leur propre programme « DRI », ce qui est plus qu'encourageant (voir le Tableau 2 ci-après).

À noter que tous les projets évoqués précédemment concernent un usage « molécule », c'est-à-dire que ce sont les propriétés de la molécule d'hydrogène qui sont exploitées, et non son contenu énergétique.

Table 1. DRI projects planned in Europe.

Steel producer	Location	Current status
ArcelorMittal	Hamburg, Germany	Demonstration plant by 2023. Target for commercial operation 2025.
ArcelorMittal	Dunkirk, France	Feasibility study
ArcelorMittal	Taranto, Italy	Planning stage
ArcelorMittal	Eisenhüttenstadt, Germany	Online in 2026 (pilot plant)
ArcelorMittal	Bremen, Germany	Online in 2026 (large-scale)
Voestalpine	Leoben (Donawitz), Austria	Commissioning in Q2 of 2021
Salzgitter AG	Salzgitter, Germany	Demonstration plant ordered 12/2020. Scheduled to go online 1st half of 2022.
Salzgitter AG	Wilhelmshaven, Germany	Feasibility study
SSAB	Gällivare-Oxelösund, Sweden	Pilot plant, market production 2026
LKAB	Kiruna-Malmberget-Svappavaara, Sweden	First DRI plant in Malmberget in 2029 [3]
Thyssenkrupp	Duisburg, Germany	First production in DRI plant 2025
Liberty	Galati, Romania	DRI plant installed between 2023-2025
Liberty	Dunkirk, France	Feasibility study ongoing
H2 Green Steel	Boden-Luleå, Sweden	Large scale production by 2024

Tableau 2 : Les projets de DRI annoncés en Europe.

Enfin, doivent être mentionnés les usages « énergétiques » de l'hydrogène, où ce dernier serait utilisé en remplacement du gaz naturel pour le chauffage industriel. Cet usage pourrait s'appliquer à la quasi-totalité des industries consommant de la chaleur dans leurs procédés. Parmi les plus forts émetteurs de gaz à effet de serre (par combustion de gaz naturel), on peut citer les verreries et les cimenteries (voir le Tableau 3 ci-dessous).

	Industries DÉJÀ utilisatrices	Industries POTENTIELLEMENT utilisatrices
Usage "molécule"	Raffineries Production d'ammoniac Production de méthanol Industrie alimentaire Industrie pharmaceutique	Acéries
Usage "énergie"		Cimenteries Verreries + la plupart des industries

Tableau 3 : Utilisation de l'hydrogène dans l'industrie.

Production et consommation actuelles et futures d'hydrogène

En 2019, selon une étude France Hydrogène/Hinicio/EY, la production française d'hydrogène s'est élevée à 720 000 tonnes. À noter que la quasi-totalité de cette production était destinée à l'industrie (raffineries et fabriques d'ammoniac). Il n'y avait que peu ou pas du tout de production pour la mobilité. De même, aucun usage énergétique n'est observé, hormis une part minime de la coproduction des raffineries et des aciéries, qui est directement consommée sur place sous forme de chaleur. La part de production destinée

à un usage « molécule » a été, quant à elle, estimée à 420 000 tonnes. Nous ne nous intéresserons dans la suite de cet article qu'à cette utilisation particulière :

- d'une part, la quantité coproduite est liée au processus et ne saurait être remplacée par de l'hydrogène renouvelable ;
- d'autre part, l'usage « énergétique » de l'hydrogène ne fait pas partie des priorités de la stratégie française ; elle n'est à ce jour pas soutenue par le gouvernement de notre pays (voir la Figure 2 ci-après).

Une autre étude réalisée par France Hydrogène en septembre 2021 envisage deux scénarios restitués dans la Figure 3 de la page suivante.

Il ressort de cette étude que :

- le potentiel de l'hydrogène en 2030 pourrait se situer entre 680 et 1 090 kt par an, *versus* 420 kt aujourd'hui ;
- la consommation des raffineries évoluera peu, passant de 130 à 145 kt par an. La seule évolution possible est le basculement de l'hydrogène « gris » vers l'hydrogène « renouvelable », sous l'incitation des lois et directives évoquées précédemment ;
- la consommation dédiée à la mobilité varierait de 160 à 325 kt, en partant de quasiment zéro aujourd'hui. À ces quantités, viendraient s'ajouter les volumes d'hydrogène (entre 56 et 92 kt par an) consacrés à la production de carburants de synthèse ;
- une observation intéressante : la part correspondant à une utilisation énergétique représenterait entre 45 et 130 kt par an, en dépit du fait que cette utilisation ne soit pas aujourd'hui soutenue par les pouvoirs publics. Cette situation traduit la volonté forte de certaines entreprises de décarboner leurs activités malgré les freins auxquels elles se heurtent ;

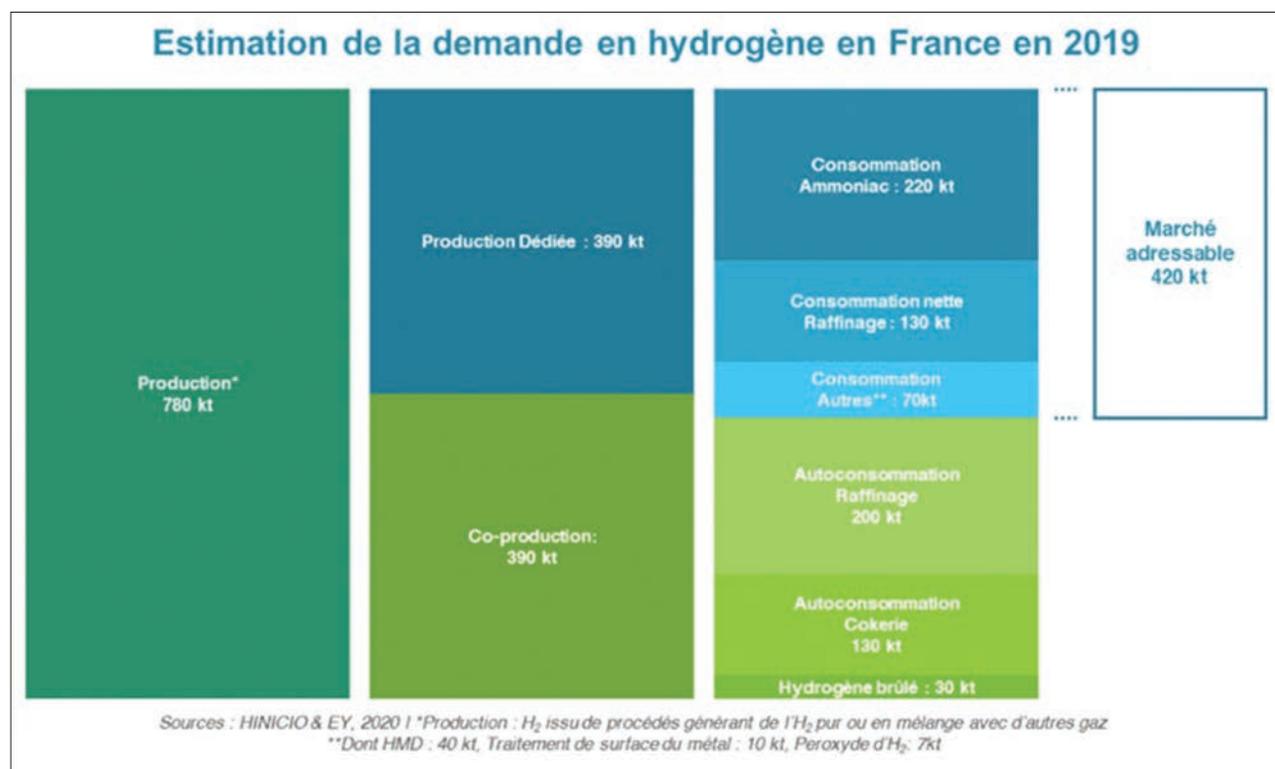


Figure 2 : Estimation de la demande en hydrogène en France en 2019 (en kt/an) – Source : France Hydrogène.



Figure 3 : Présentation de deux scénarios de déploiement de l'utilisation de l'hydrogène à l'horizon 2030 – Source : France Hydrogène.

- les besoins (nouveaux) de la sidérurgie se situeraient entre 162 et 205 kt par an, un volume supérieur à ceux affichés actuellement par les raffineries.

Zoom sur les aciéries

En 2021, l'aciérie française a produit 13,947 millions de tonnes d'acier (source : EUROFER 2022).

Il reste aujourd'hui deux sites sidérurgiques (hauts fourneaux) en exploitation sur le territoire français, à Dunkerque et à Fos-sur-Mer.

Chaque tonne d'acier produite selon le procédé classique BF/BOF dégage 1,8 tonnes de gaz à effet de serre.

Le procédé de réduction directe permettrait, quant à lui, de réduire les émissions de gaz à effet de serre à seulement 0,1 tonne par tonne d'acier produite. Il faudrait environ 60 kg d'hydrogène pour une tonne d'acier.

Si l'intégralité de la production française d'acier basculait vers la réduction directe :

- cela générerait une réduction des gaz à effet de serre de 23,710 millions de tonnes par an, soit 6 % des émissions totales françaises ;

- le besoin en hydrogène renouvelable ou bas-carbone s'élèverait à lui seul à 837 000 tonnes, équivalent à 6,2 GW d'électrolyse, soit quasiment l'objectif français pour 2030.

Le potentiel de réduction des gaz à effet de serre est énorme, tout comme l'est le besoin en hydrogène nécessaire pour permettre cette transition. L'aciérie est aujourd'hui érigée en priorité absolue de la décarbonation pour en faire le fer de lance du combat pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre, en France et en Europe, et plus largement dans le monde.

La contribution de H2V au développement de l'hydrogène

Créée en 2016, la société H2V s'est d'emblée positionnée sur le créneau de la production massive d'hydrogène vert, à une époque où les scénarii de déploiement de l'hydrogène s'orientaient vers une dissémination de microsystemes locaux.

Dégageant les fonds nécessaires, H2V a développé (acquisition du foncier et dépôt du dossier d'autorisation environnementale), conçu (*engineering*), construit (achat des équipements et prestations du génie civil)

et, enfin, exploité les usines lui permettant d'assurer la production d'hydrogène renouvelable par électrolyse de l'eau.

Dès sa création, H2V a identifié tout le potentiel de l'hydrogène en matière de décarbonation de l'industrie, des aciéries en particulier. C'est pour cette raison que H2V a donc développé ses projets de production massive dans des zones de fortes concentrations industrielles, en particulier dans les grands ports maritimes.

En 2021, apparaît la notion de « bassins ». France Hydrogène a identifié sept bassins prioritaires pour le développement de l'hydrogène (des bassins confirmés par les études de GRT Gaz et du comité stratégique de filière « Nouveaux systèmes énergétiques »).

Depuis 2017, H2V a initié au moins deux projets dans chacun des sept bassins ainsi identifiés (Grand Ouest, Vallée de la Seine, Nord, Moselle-Rhin, Rhônealpin, Méditerranéen et Sud-Ouest – pour plus d'informations, voir : https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2021/11/France_20Hydrog_C3_A8ne_trajectoire_20grande_20ambition_20H2_final_web.pdf).

Parmi les projets phares développés par H2V, citons :

- H2V Normandie, à Saint-Jean-de-Folleville, à proximité du port du Havre. Ce projet de 200 MW d'électrolyse (soit une production de 28 000 tonnes d'hydrogène par an) s'est vu délivrer son permis de construire et son autorisation environnementale en janvier 2022. Il s'agit de la plus importante installation de production d'hydrogène renouvelable au monde. Dans la foulée, le projet a été cédé entièrement à Air Liquide, qui détenait déjà 40 % du capital de la société porteuse du projet. L'installation sera désormais construite par Air Liquide, sous le nom de Air Liquide Normand'Hy.

- H2V 59, à Loon-Plage, près du port de Dunkerque. Également d'une capacité de 200 MW, ce projet cible prioritairement la décarbonation de l'aciérie. L'enquête publique, étape ultime de l'instruction du dossier d'autorisation environnementale, est en cours. L'autorisation environnementale et le permis de construire sont attendus au 3^e trimestre 2022. Il s'agira donc du second projet d'envergure développé par H2V.

- H2V Fos, à Fos-sur-Mer, près du port de Marseille. D'une capacité finale de 600 MW, ce projet sera réalisé en plusieurs tranches. Il est développé en partenariat avec le Grand Port Maritime de Marseille. Il correspondra, *in fine*, à un investissement de 750 M€, soit le plus gros investissement réalisé à ce jour sur le site du port de Marseille.

- H2V Warndt-Naborien, à Saint-Avold, à proximité de Metz. Développé en partenariat avec Gazel Energie, ce projet sera d'une capacité finale de 400 MW, dont l'un des débouchés potentiels pourrait être l'aciérie voisine de SAARSTAHL.

- H2V Île-de-France, dans la périphérie sud de Paris. Développé en coopération avec Haropa et d'une puissance finale de 400 MW, ce projet sera intégralement dédié aux mobilités en Île-de-France (mobilités terrestres lourde et intensive, mobilité fluviale et mobilité aéroportuaire). La proximité immédiate de l'aéroport d'Orly est un atout majeur pour ce projet.

- H2V Thionville, il est situé sur le site portuaire de Thionville-Illange et est au cœur d'une zone stratégique en termes de mobilité. Avec une capacité de 400 MW, ce projet doit répondre aux besoins de la logistique multimodale.

- une dizaine d'autres projets de même envergure sont actuellement en phase de développement. La localisation précise de ceux-ci sera annoncée ultérieurement,

H2V ambitionne de déployer, à horizon 2030, environ 3 GW de capacité d'électrolyse, soit 50 % de l'objectif de la France à cette même échéance.

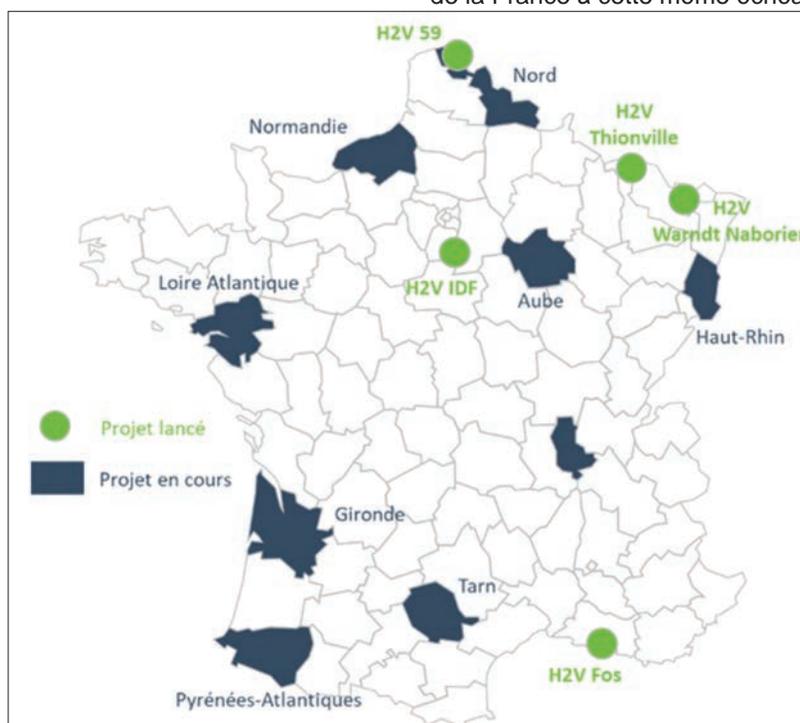


Figure 4 : Projets développés par H2V en France.

MosaHYc ou la conversion d'un réseau de transport du méthane au transport de l'hydrogène pur

Par Laurent MUZART et François MARTIN
Direction Hydrogène de GRTgaz

La décarbonation de l'industrie et de la mobilité est au cœur des enjeux de territoires comme celui du Warndt Naborien. Celle-ci nécessite un changement d'échelle à la hauteur d'ambitions visant à accélérer et à rendre plus compétitives les alternatives aux énergies fossiles.

La « Grande Region Hydrogen » est une « vallée hydrogène » se situant entre la France et l'Allemagne et où se concentrent plusieurs projets portant sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'hydrogène. Le projet MosaHYc constitue le chaînon « Transport d'hydrogène » ; ce démonstrateur à l'échelle industrielle de la conversion d'une canalisation de transport de gaz naturel au transport de l'hydrogène nécessite de travailler sur les quatre points suivants :

- l'évolution de l'intégrité des aciers utilisés ;
- la conformité des équipements (vannes, détendeurs...) ;
- l'adaptation des équipements dédiés à la qualité et au comptage ;
- la définition et la mise en œuvre des mesures de sécurité industrielle.

GRTgaz veut se positionner comme un acteur de pointe dans ce domaine grâce au savoir-faire de son Research & Innovation Center for Energy et à son expertise dans la gestion d'infrastructures de transport du gaz.

Description du projet MosaHYc

Contexte et objectifs

La stratégie nationale française en matière d'hydrogène prévoit le déploiement de 6,5 GW d'électrolyse à l'horizon 2030, en privilégiant pour y parvenir les axes suivants : décarboner l'industrie en faisant émerger une filière française compétitive de l'électrolyse ; développer une mobilité professionnelle, lourde ou intensive, recourant à l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone ; et soutenir la recherche, l'innovation et le développement de compétences afin de favoriser les usages de demain.

Pour atteindre ces objectifs nationaux et s'intégrer pleinement dans le récent plan européen « REPowerEU »⁽¹⁾, un écosystème transfrontalier regroupant des producteurs, des consommateurs et des opérateurs d'infrastructures d'hydrogène s'est constitué au sein d'un Groupement européen d'intérêt économique (GEIE) dénommé « Grande Region Hydrogen »⁽²⁾ (GRH) et associant : H2V, GazelEnergie, STEAG (producteurs), HDF Energy (stockeur/producteur d'électricité), SHS (métallurgiste), Creos Deutschland, Encevo et GRTgaz (transporteurs).

⁽¹⁾ REPowerEU, https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0003.02/DOC_1&format=PDF

⁽²⁾ www.grande-region-hydrogen.eu

Le projet franco-allemand MosaHYc (Moselle Sarre HYdrogen Conversion) est la brique Transport d'hydrogène de la GRH. Ce trait d'union nécessaire entre les différents projets engagés vise également à la démonstration de la faisabilité de la conversion d'un réseau de transport de gaz naturel à l'hydrogène pur en région Grand-Est et en Sarre. Ce projet est porté par GRTgaz en France et Creos en Allemagne.

Ce projet a plusieurs objectifs :

- Faire la démonstration – et par là même être une première commerciale – de la faisabilité de la conversion d'un réseau de transport de gaz naturel, d'une longueur de 45 km (en France), au transport de l'hydrogène pur, un réseau en outre interconnecté à des réseaux neufs ;
- Créer un référentiel pour la conversion et l'exploitation d'un tel réseau pour servir aux futurs projets en France et en Europe ;
- Contribuer au développement d'un écosystème territorial de l'hydrogène en offrant une capacité de transport massif de ce gaz par canalisation au cœur de l'Europe, plus précisément entre la Sarre en Allemagne, l'Est mosellan en France et la zone des « trois frontières » près de Schengen au Luxembourg ;
- Participer à la décarbonation de l'industrie et de la mobilité dans la région Grand Est.

Soutenu par la région Grand Est et le Land de la Sarre, MosaHYc doit contribuer à l'intégration énergétique européenne souhaitée dans « le nouveau cadre



Figure 1 : Le projet MosaHYc (1, 2 et 3), un projet intégré dans l'écosystème « Grande Region Hydrogen » – Source : GRTgaz.

européen pour décarboner les marchés du gaz, promouvoir l'hydrogène et réduire les émissions de méthane »⁽³⁾. L'étude de faisabilité de MosaHYc a par ailleurs reçu un soutien financier de l'Ademe.

MosaHYc se positionne également au cœur de la stratégie Hydrogène portée par GRTgaz, qui vise à permettre le développement du grand transport d'hydrogène en Europe et à faciliter l'émergence de zones de production et de consommation massives sur le territoire français, et ce en assurant leur interconnexion. Depuis plusieurs années, GRTgaz investit dans des programmes de R&D, des projets d'expérimentation (Jupiter 1000⁽⁴⁾, FenHYx⁽⁵⁾) et, enfin, dans la démonstration à l'échelle industrielle, notamment au travers de MosaHYc.

Ambitions et enjeux de la démonstration menée dans le cadre de MosaHYc

L'ambition de MosaHYc en termes de dimension (conversion d'un réseau d'une longueur de 45 km sur le territoire français, portée à 70 km au total en incluant la partie allemande) et de volume (plus de 6 500 kg H₂/h), mais aussi l'importance qu'il revêt au regard des nombreux projets de production et de consommation

portés par l'écosystème font de MosaHYc une première industrielle et une vitrine technologique potentielle au niveau mondial. MosaHYc vise également à produire un modèle compétitif de la conversion de canalisations de transport, notamment grâce au développement d'un référentiel d'analyse, de méthodologies et d'équipements qui permettront de capitaliser sur cette expérimentation, permettant la réplique de ce modèle sur le territoire français, voire à l'étranger. Ces caractéristiques impliquent de lever certains verrous et incertitudes techniques grâce à des travaux d'étude et de R&D. Nous les détaillerons dans la seconde partie de cet article.

Au-delà des considérations techniques, MosaHYc constitue une première commerciale qui repose sur la construction par les différents acteurs industriels engagés d'un modèle économique innovant qui devra anticiper et alimenter les futures règles européennes de structuration du nouveau système énergétique intégré que préfigure MosaHYc.

Impacts environnementaux et socio-économiques du projet

MosaHYc contribuera à développer l'économie de l'hydrogène à la maille de la « Grande Region »⁽⁶⁾ et ainsi à diminuer l'empreinte carbone de ce bassin d'emploi et de vie, caractérisé par des industries lourdes à décarboner (par exemple, la métallurgie, la chimie, etc.) et une mobilité transfrontalière très soutenue. Les réductions des émissions permises par

⁽³⁾ Paquet « Gaz », https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/ip_21_6682

⁽⁴⁾ Jupiter 1000 – Power-to-Gas – Accueil, <https://www.jupiter1000.eu/>

⁽⁵⁾ RICE, « Avec FenHYx, RICE éclaire le futur de l'hydrogène », *Les histoires de RICE* (researchbyrice.com), <https://researchbyrice.com/avec-fenhyx-ric-eclaire-le-futur-de-lhydrogene/>

⁽⁶⁾ www.granderegion.net

l'écosystème soutenu par MosaHYc sont ainsi estimées à environ 980 000 t/an de CO₂ pour les deux pays, soit les émissions de CO₂ en moyenne annuelle de 80 000 personnes.

Par ailleurs, la massification de la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau (435 MWe au total en 2030) sur les sites historiques de deux centrales à charbon (Saint-Avold et Volklingen) va permettre d'amorcer une transition énergétique vitale pour l'économie locale et être à la base d'une nouvelle coopération énergétique entre la France et l'Allemagne. Ces deux sites présentent de nombreux avantages : ils bénéficient d'un accès facile aux commodités « en entrée » d'un électrolyseur, à savoir l'eau et l'électricité. Il faut également noter que le positionnement central de ces plateformes industrielles permet une meilleure valorisation sur leur site de coproduits comme l'oxygène.

Enfin, MosaHYc aura un impact sur l'équilibre économique global de l'écosystème, dans la mesure où la conversion d'un réseau existant permet de diviser par trois les coûts d'investissement par rapport à la mise en place d'un nouveau réseau.

Défis technologiques

Le projet MosaHYc se veut être le premier réseau de transport transfrontalier ouvert permettant de connecter des consommateurs et des producteurs d'hydrogène par l'intermédiaire d'équipements convertis ou spécifiquement dédiés au transport d'hydrogène pur.

Cette infrastructure sera opérée par GRTgaz et Creos dans l'esprit et la continuité des rôles et responsabilités dont ces transporteurs ont la charge à ce jour : ils en assureront l'exploitation et la maintenance, et ce en garantissant l'équilibre du réseau et le bon acheminement du gaz transporté.

La réalisation de MosaHYc présente plusieurs défis portant sur différentes thématiques techniques et opérationnelles en lien avec sa conception, sa construction, sa maintenance, son exploitation et la métrologie des équipements qui le composent.

GRTgaz mobilise ses équipes techniques, ses experts, ses chercheurs et partenaires industriels pour conduire les campagnes de R&D et d'expérimentation nécessaires à la conversion de la canalisation de transport considérée. Quatre verrous technologiques majeurs ont été identifiés et seront à relever dans le cadre des travaux préparatoires du projet MosaHYc :

- Évolution de l'intégrité des aciers utilisés dans un environnement 100 % H₂ ;
- Conformité des équipements de réseau au regard des spécificités du transport de l'hydrogène pur ;
- Adaptation des équipements dédiés à la mesure de la qualité et au comptage transactionnel ;
- Définition et mise en œuvre des mesures nécessaires au titre de la sécurité industrielle.

Afin de répondre à ces questions, GRTgaz par l'intermédiaire de RICE, son centre de R&D, conduira des campagnes de recherche spécifiquement adaptées aux défis que pose MosaHYc. Depuis sa création, en 2018, RICE s'est imposé comme un centre de R&D de référence en Europe sur les sujets liés à l'hydrogène, en pilotant notamment un ambitieux programme dédié à la préparation des réseaux à l'arrivée de l'hydrogène. Les experts de RICE sont ainsi impliqués dans plusieurs groupes de travail nationaux (ATEE Power-to-Gas), européens (à travers le pilotage des travaux hydrogène du GERG, notamment) et internationaux (il est le seul acteur européen invité à participer au projet de référence américain HyBlend sur les mélanges gaz naturel/hydrogène).

Le programme Hydrogène de GRTgaz a permis de déployer la plateforme de R&D FenHYx, inaugurée en novembre 2021. En regroupant des moyens d'essai innovants et des chercheurs aux compétences reconnues, la plateforme FenHYx permet non seulement de conduire des essais de pointe avec les opérateurs d'infrastructures et les acteurs de la filière hydrogène dans le but d'accélérer la transformation des infrastructures gazières et en faire un élément clé du développement de l'hydrogène en Europe, mais aussi de mettre en place des collaborations avec des partenaires académiques et des *start-ups* industrielles françaises et européennes pour amplifier cette transition vers l'hydrogène. Pour Pierre Blouet, directeur de RICE, la plateforme « FenHYx marque un développement stratégique des moyens d'essai de RICE pour répondre aux questions fondamentales et pragmatiques que pose l'arrivée de l'hydrogène dans le mix énergétique et les infrastructures associées. »

Ainsi, dans le cadre des campagnes de R&D préalables à la mise en service de MosaHYc, la plateforme FenHYx permettra de répondre à trois des quatre enjeux identifiés.

Évolution de l'intégrité des aciers utilisés dans un environnement 100 % H₂

L'exigence de sécurité, historiquement appliquée au transport de méthane, doit être transposée à l'ensemble des activités impactées par l'intégration croissante de l'hydrogène dans les réseaux de transport. Cela implique notamment d'acquiescer une parfaite compréhension des interactions entre l'hydrogène et les matériaux constitutifs de ces réseaux. Cette connaissance nécessite de consolider des données expérimentales permettant de garantir des conditions d'exploitation conformes aux exigences de GRTgaz en matière de sécurité et d'excellence opérationnelle. Il s'agit notamment de :

- La validation de la compatibilité des aciers constitutifs du réseau de transport existant avec l'hydrogène ;
- La validation de l'intégrité des conduites en acier qu'elles soient récentes ou anciennes ;

- L'adaptation des guides d'acceptabilité des défauts s'appliquant à l'exploitation d'une canalisation de gaz naturel pour servir à l'exploitation d'infrastructures déjà existantes ou neuves dédiées à l'hydrogène pur.



Figure 2 : Échantillons d'acier issus de canalisations en exploitation – Photo©GRTgaz.

Les tests réalisés en laboratoire sur les différents grades d'acier constitutifs des réseaux existants permettent d'évaluer la capacité de ces réseaux à être « rétrofités » ou « reconvertis » pour pouvoir accueillir des flux d'hydrogène à différentes teneurs et pressions, avec des régimes de débit qui sont, eux aussi, fluctuants.



Figure 3 : Machine servant à des essais de traction sous atmosphère hydrogène – Photo©GRTgaz.

Pour les réseaux existants, des solutions techniques alternatives (*pipe-in-pipe*, revêtements intérieurs...) pourront être envisagées afin de ralentir la perméation de l'hydrogène. Dans le cas des réseaux neufs, de nouveaux matériaux compatibles avec un fonctionnement en hydrogène pur seront testés dans le cadre des expérimentations réalisées au titre du projet MosaHYc (voir la Figure 4 ci-dessous).

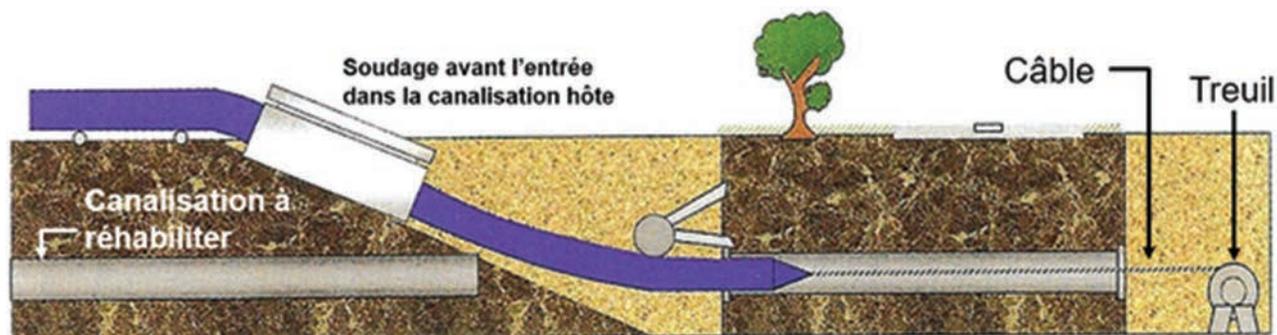


Figure 4 : Illustration d'une technique de type « *Pipe-in-pipe* » – Source : GRTgaz.

Conformité des équipements de réseau au regard des spécificités du transport de l'hydrogène pur

Les réseaux actuellement exploités pour acheminer de l'hydrogène sont des réseaux spécifiquement conçus pour ce fluide : les équipements associés (robinets, vannes, clapets, soupapes...) ont donc une compatibilité à l'hydrogène certifiée. Ces réseaux se retrouvent en premier lieu dans les installations industrielles utilisant l'hydrogène comme intrant dans les différents *process* de production et/ou comme combustible (mais dans une moindre mesure).

La conversion de canalisations pour permettre l'injection de teneurs élevées d'hydrogène (allant jusqu'à 100 %) soulève une double question : celle de la compatibilité des équipements des réseaux actuels avec les spécificités de l'hydrogène et celle des taux d'hydrogène acceptables dans les réseaux, sans modification préalable de ceux-ci.

Au regard de cette double problématique, GRTgaz doit dès lors qualifier la compatibilité des matériels de réseau actuels (robinets, clapets, vannes...) avec des flux comportant une part très élevée d'hydrogène, pouvant aller jusqu'à 100 %. Le module de vieillissement et d'essai des matériels de réseau composant FenHYx permet de vérifier le bon fonctionnement dans la durée de ces équipements soumis à une exposition prolongée à un fluide contenant de l'hydrogène (voir la Figure 5 de la page suivante).

Les tests de qualification qui seront conduits visent notamment à garantir l'étanchéité et le bon fonctionnement dans la durée des équipements du réseau et, si nécessaire, d'envisager un remplacement de ceux-ci par des dispositifs spécifiquement conçus pour le transport d'hydrogène.

Pour les matériels neufs achetés nativement pour un usage hydrogène, il s'agira de qualifier les étanchéités d'assemblage et de développer des dispositifs de détection des fuites tant internes qu'externes adaptés pour servir non seulement lors de la mise en service du réseau, mais aussi sur toute la durée d'exploitation de celui-ci.

Au-delà des tests sur les équipements qui seront déployés dans le cadre de MosaHYc, les bancs de qualification doivent répondre à un besoin exprimé par les fabricants européens de canalisations, de valves, de compresseurs, de régulateurs et de systèmes de mesure, celui d'obtenir la confirmation de la



Figure 5 : Le laboratoire FenHYx situé sur le site d'Alfortville (94) de GRTgaz – Photo©GRTgaz.

compatibilité de leurs produits avec les usages « hydrogène ». Les objets de R&D FenHyx, Jupiter 1000 et MosaHYc se positionnent ainsi comme des outils au service de l'industrie européenne.

Adaptation des équipements dédiés à la qualité et au comptage transactionnel

Tout comme les équipements servant au bon fonctionnement opérationnel du réseau, les analyseurs mesurant le pouvoir calorifique du gaz et les compteurs servant à facturer l'énergie livrée aux consommateurs sont des outils qui nécessitent une qualification de leur précision de fonctionnement sous hydrogène pur. L'hydrogène ayant des propriétés différentes de celles du gaz naturel (pouvoir calorifique, densité), il convient de maîtriser la précision des équipements de mesure existants afin d'assurer une qualité du gaz conforme aux attentes des consommateurs finaux et de garantir une facturation correcte de l'énergie consommée.

Les chromatographes en phase gazeuse (CG) utilisent généralement l'hélium comme gaz porteur et ne sont pas toujours à même de détecter l'hydrogène. De nouveaux analyseurs ou compteurs utilisant des technologies différentes de celles classiquement utilisées pour le gaz naturel peuvent être des alternatives viables pour une utilisation sur des réseaux hydrogène.

Les équipements de comptage actuellement disponibles sur le marché fonctionnent essentiellement selon quatre technologies : technologies à ultra-sons, à turbine, à effet Coriolis et technologie à pistons rotatifs. Toutes ces technologies ne sont pas au même niveau de maturité en ce qui concerne l'hydrogène. Il sera donc nécessaire de poursuivre les travaux de recherche pour qualifier les analyseurs mesurant le pouvoir calorifique du gaz ainsi que pour valider la précision en conditions réelles d'exploitation des compteurs du réseau.

S'agissant de la qualité de l'hydrogène, des travaux doivent être conduits sur toute la chaîne d'acheminement mais aussi de production pour s'assurer de la compatibilité du gaz distribué avec les usages finaux. Une étude générale s'intéressera à la qualité du gaz fourni par différents moyens de production (électrolyse, vaporeformage, pyrolyse...). Sur ce point, les équipes de GRTgaz pourront s'appuyer sur les résultats obtenus lors de précédentes campagnes européennes, comme le projet Hy4heat, au Royaume-Uni.

Une étude complémentaire portera spécifiquement sur les phénomènes de désorption de composés traces dans les canalisations converties à l'hydrogène, ainsi que sur les solutions de mitigation de ces phénomènes par l'analyse des techniques d'épuration à destination, par le biais d'un dispositif de nettoyage des canalisations ou par la mise en œuvre d'un revêtement interne.

Définition et mise en œuvre des mesures nécessaires au titre de la sécurité industrielle

En ce qui concerne le transport de l'hydrogène pur, on dispose d'un certain niveau de connaissances en matière de sécurité, grâce à l'expérience acquise par les opérateurs privés. En outre, la question de la sécurité liée à l'hydrogène a été étudiée localement en raison de son utilisation dans l'industrie pétrochimique (raffineries, etc.) et chimique (usines d'ammoniac, etc.). Plusieurs campagnes d'essais conduites, à petite et grande échelle, par des laboratoires internationaux ont permis de mieux comprendre le comportement de l'hydrogène en situation accidentelle. Il reste néanmoins à appliquer ces modèles à des écosystèmes ouverts, comme l'est la « Grande Région Hydrogen ». Ces écosystèmes marquent un véritable changement d'échelle

et vont permettre d'établir les futures règles pour atteindre un aussi haut niveau d'exigence que celui du transport de gaz naturel (voir la Figure 6 ci-dessous).

Comme sur l'ensemble des verrous identifiés dans le cadre du projet MosaHYc, les experts mobilisés sur les sujets de sécurité ont pour ambition de démontrer aux autorités nationales que GRTgaz exploitera les nouveaux réseaux de l'hydrogène avec le même très haut niveau de sécurité, de flexibilité et de compétitivité que les réseaux gaz actuels.

Compétences et formation

L'arrivée d'un réseau de transport d'hydrogène en France et en Europe est un enjeu à la fois technique et humain. Un certain nombre de défis techniques ont déjà été identifiés, pour lesquels les équipes de GRTgaz se sont mobilisées avec l'appui de partenaires.

Au-delà des différentes études lancées, GRTgaz met en place un travail d'identification des évolutions nécessaires en termes de pratique, de compétence, de formation et d'accompagnement des ressources humaines qui devront demain garantir le bon fonctionnement du réseau (exploitation, maintenance, ingénierie, expertise...), dans un environnement 100 % hydrogène.

En effet, l'hydrogène est un gaz avec des spécificités différentes du méthane, qui est historiquement exploité par les équipes de GRTgaz. Les études techniques en cours permettent déjà de capitaliser sur des savoirs développés en matière de modes opératoires d'intervention, de référentiels techniques, de protocoles de sécurité et de protection des salariés.



Figure 6 : Présentation du logiciel de simulation des zones d'effet – Photo©GRTgaz.

Production d'hydrogène « turquoise » par pyrolyse du méthane

Par Laurent FULCHERI

Directeur de recherche, Université PSL, Mines ParisTech, PERSEE, centre Procédés, énergies renouvelables et systèmes énergétiques, Sophia Antipolis

La production d'hydrogène « turquoise » suscite aujourd'hui un intérêt majeur. Cette voie est basée sur la pyrolyse du gaz naturel à haute température pour la coproduction d'hydrogène et de carbone solide. Le principal avantage de cette méthode provient de sa très faible empreinte carbone et d'une intensité énergétique largement inférieure à l'électrolyse de l'eau. Dans cet article, nous abordons les différentes méthodes de pyrolyse du méthane, avec un focus particulier sur la pyrolyse par plasma qui est la toute première (mais aussi la seule) méthode actuellement déployée à l'échelle industrielle. Elle permet la coproduction d'hydrogène et de noir de carbone à forte valeur ajoutée.

Contexte

Dans la perspective d'une nécessaire transition vers une « décarbonation » massive de l'énergie, l'hydrogène devrait être amené à jouer un rôle clé au cours des prochaines décennies. Malheureusement, la méthode de production à l'échelle industrielle la plus couramment utilisée actuellement, le « Steam Methane Reforming (SMR) » ou « reformage à l'eau », génère un hydrogène souvent qualifié de « gris », car sa production s'accompagne, en moyenne à l'échelle mondiale, de l'émission de plus de 10 tonnes de CO_{2eq} par tonne d'hydrogène produite !

La plupart des compagnies pétrolières et gazières travaillent depuis plusieurs décennies sur l'option SMR+CCUS qui consiste à capturer le CO₂ en sortie de procédé pour servir à certaines utilisations industrielles ou le stocker géologiquement. L'hydrogène ainsi produit est couramment qualifié de « bleu ». Cette option n'est cependant à ce jour pas encore déployée à l'échelle industrielle. Par ailleurs, des travaux récents réalisés par Howards et Jacobson [1] ont montré que loin d'être neutres en carbone, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'hydrogène « bleu » peuvent demeurer assez élevées, notamment en raison des fuites de méthane.

L'électrolyse de l'eau se présente évidemment comme une option idéale à long terme pour la production d'hydrogène « décarboné » (H₂ vert) et le stockage d'électricité renouvelable. Cependant, la réaction de dissociation de l'eau est extrêmement énergivore, car elle nécessite 285 kJ par mole (voir l'équation 1 ci-contre), ce qui correspond à environ 40 kWh/kgH₂. Cela constitue un frein au développement à grande échelle de cette technologie à court et moyen termes,

en raison des coûts de production élevés, estimés entre 4 (à court terme) à 8 (à long terme) US\$ par kgH₂, et ce malgré des rendements pour les électrolyseurs actuels qui peuvent atteindre 70 % :



Une troisième voie émergente pour la production d'hydrogène décarboné, communément qualifié de « turquoise », suscite aujourd'hui un intérêt croissant. Cette voie est basée sur la pyrolyse du gaz naturel à haute température (voir l'équation 2 ci-dessous) qui permet la coproduction d'hydrogène et de carbone solide :



Outre la production de ces deux produits potentiellement valorisables, l'autre avantage principal de cette méthode est qu'elle est thermodynamiquement nettement moins énergivore que la dissociation de l'eau, car elle nécessite environ sept fois moins d'énergie par masse (ou mole) d'hydrogène produit (38 kJ vs 285 kJ par mole H₂).

Les différents procédés de pyrolyse du méthane

Les procédés de pyrolyse du méthane ou du gaz naturel connaissent un regain d'intérêt, en raison notamment des nouvelles ressources de gaz naturel exploitées aux États-Unis, du développement de la filière biogaz et d'infrastructures déjà existantes, celles servant au transport et à la distribution du gaz. Un rapport récent [2], commandé par le département

américain de l'Énergie et des Piles à combustible, présente un état de l'art très complet sur le sujet. Les principales conclusions de ce rapport sont rappelées ci-après.

On peut classer les différents procédés envisagés à ce jour en cinq grandes catégories.

• Décomposition thermique catalytique

Cette approche a fait l'objet d'un grand nombre de recherches, dans le but notamment de réduire les températures de réaction et l'énergie de décomposition. De très nombreux catalyseurs métalliques et carbonés ont été étudiés, dont, pour les premiers, le nickel, le cobalt et le fer. Ils permettent de produire des carbones plus ou moins structurés, mais qui n'entrent pas dans la catégorie des « noirs de carbone ». Les catalyseurs carbonés les plus couramment utilisés sont les charbons actifs et les noirs de carbone. Enfin, de nombreuses configurations de réacteurs ont été développées : lits fixes, circulants, fluidisés...

Bien que de nombreuses formulations de matériaux catalytiques hautement actifs aient été utilisées, la désactivation des catalyseurs par dépôt de carbone et le maintien de leur stabilité mécanique au cours des phases de recyclage restent des problèmes importants, qui à ce jour n'ont pas été totalement résolus. Par ailleurs, la récupération du carbone, sa séparation d'avec le catalyseur ainsi que la « contamination » du carbone par des fragments de catalyseur sont également des problématiques non résolues.

L'optimisation de ce type de procédé pour permettre de produire, à la fois, des carbones valorisables de qualité contrôlée et de l'hydrogène répondant aux spécifications requises, reste un défi majeur. Par ailleurs, la décomposition incomplète du méthane en un seul passage augmente sensiblement la complexité des systèmes, du fait de la nécessité de mettre en place des dispositifs pour procéder à la séparation et au recyclage des gaz.

Avant le déclenchement de la guerre entre la Russie et l'Ukraine et dans la lignée du projet North Stream II, cette approche faisait l'objet de nombreux travaux en termes de recherche et développement, particulièrement en Allemagne – ceux conjoints de l'Université technique de Dortmund (TUD) et de l'Université de la Rhur (RUB, Bochum) – qui ont été conduits jusqu'à l'échelle pilote, notamment par BASF, Linde Group et ThyssenKrupp [3]. Il est probable que la crise actuelle remette en cause la poursuite d'un certain nombre de ces projets.

• Bain de métaux fondus

Cette approche consiste à faire buller du méthane à travers une colonne à parois chaudes remplie de métal en fusion. Le méthane contenu dans les bulles est progressivement décomposé lors de sa remontée par gravité à travers le bain. L'hydrogène est extrait de la surface du bain sous forme de gaz, tandis que le carbone solide est extrait par flottaison, à la surface du bain liquide. Selon sa nature, le rôle du métal peut être purement thermique (Sn, Ga, Bi, Pb, etc.) ou

thermo-catalytique (Ni, Fe, Co, Pd, Pt, etc.) pour arriver à combiner une optimisation du transfert de chaleur avec un effet catalytique. La plupart des métaux catalytiques ont un point de fusion qui se situe à plus de 1 000°C (lequel n'est pas très éloigné du seuil de décomposition thermique du méthane), alors que les métaux inertes affichent un point de fusion très inférieur, et donc moins favorable. Cette méthode de pyrolyse du méthane a fait l'objet de nombreuses recherches, notamment au niveau du KIT (Karlsruhe), de l'IASS (Posdam), de TNO (Pays-Bas) [4, 5] et de BNL (États-Unis) [6, 7], ainsi que de développements jusqu'au niveau pilote, y compris l'initiative de Czero (CA, États-Unis) et Ember-TNO (Pays-Bas). Un grand nombre de métaux et d'alliages métalliques ont été explorés. Malgré sa relative simplicité et sa bonne efficacité énergétique, cette méthode souffre de l'extrême difficulté à arriver à séparer et à récupérer du carbone solide valorisable [8]. À notre connaissance, les technologies les plus avancées restent au stade du pilote et aucun procédé industriel basé sur cette technologie n'a été élaboré à ce jour.

• Solaire à concentration

De nombreuses recherches sur la pyrolyse du méthane à très haute température par le recours à l'énergie solaire à concentration ont été menées, notamment en France au sein du laboratoire PROMES-CNRS, par l'équipe de G. Flamant, et à l'ETH (Zurich). Ces recherches ont conduit à d'importantes avancées scientifiques, notamment sur la compréhension et l'analyse des mécanismes de nucléation et de croissance et les transferts radiatifs en présence de particules. Elles ont donné lieu à de nombreuses publications scientifiques [9 à 11]. Ces travaux n'ont cependant pas dépassé le stade du laboratoire. La gestion et le transport du carbone solide dans le cadre du procédé considéré soulèvent en particulier de sérieux problèmes technologiques. Le contrôle de la qualité des carbones produits et les coûts des centrales solaires restent également des verrous importants pour le déploiement de cette technologie à court et moyen termes.

• Plasmas froids

Les recherches sur la pyrolyse du méthane par plasma froid sont dans une phase de démarrage et ne font l'objet que de peu d'articles scientifiques [12 à 15]. Dans ce domaine, la technologie qui est de loin la plus étudiée est basée sur la technologie « gliding arc » ou « arc glissant » [14], qui ne peut pas être considérée comme purement non thermique ; elle se situe en effet à mi-chemin entre le non thermique et le thermique. De plus, à ce stade des recherches, la consommation d'énergie reste très élevée et le carbone solide coproduit avec l'hydrogène est de mauvaise qualité ; il est donc difficilement valorisable. Cependant, la recherche dans ce domaine est très active, des progrès significatifs devraient être réalisés dans un avenir proche. À notre connaissance, les réalisations les plus significatives en la matière l'ont été au Canada par la *start-up* « Atlantic Hydrogen », qui a développé une technologie à Fredericton (Nouveau-Brunswick) entre 2010 et 2015, laquelle est passée au stade

préindustriel [12, 13]. Malheureusement, l'entreprise a fait faillite en 2015, en raison de problèmes technologiques et de la faible qualité, et donc de la faible valeur du carbone coproduit, ne permettant pas de garantir un modèle économique viable. De plus, la technologie souffrait d'une conversion incomplète du CH_4 en H_2 , ce qui entraînait des coûts d'investissement et de traitement plus élevés pour pouvoir séparer le H_2 et recycler le CH_4 non converti.

• Plasmas thermiques

Les plasmas thermiques permettent la conversion d'énergie électrique en énergie thermique, avec des rendements qui sont d'autant plus élevés que la taille de l'installation est importante. Ils permettent un apport d'énergie flexible et contrôlable à très haute température, à partir de tous les types de gaz, et cela sans émission directe de CO_2 . Ils sont particulièrement adaptés aux procédés endothermiques qui nécessitent de très hautes températures.

L'idée d'utiliser les plasmas ou les arcs électriques pour la pyrolyse d'hydrocarbures n'est pas récente, puisque le premier brevet sur la décomposition des hydrocarbures par plasma thermique a été publié en 1920 par Rose [16] ! De 1920 à 1990, de très nombreux producteurs de noirs de carbone ont continué à explorer cette voie, notamment Goodyear, Ashland Oil and Refining, Continental Carbon, ou encore Phillips Petroleum (pour un historique détaillé sur le sujet, voir [17]).

Dans les années 1990, la société d'ingénierie norvégienne Kvaerner (aujourd'hui Aker-Kvaerner) a travaillé activement sur le développement d'une technologie plasma à courant continu DC pour la coproduction de noir de carbone et d'hydrogène à partir de gaz naturel. Les travaux initiaux ont été conduits en collaboration avec l'équipe de J. A. Bakken, au sein de SINTEF-NTNU (Trondheim, Norvège). En 1992, un premier pilote plasma de 3 MW a été installé et testé avec succès à Hofors (en Suède), dans les installations ScanArc. En 1997, Kvaerner a entrepris la construction à Karbomont (au Canada) d'une première unité industrielle d'une capacité de 20 000 tonnes de noir de

carbone et de 70 millions de Nm^3 d'hydrogène par an. Malheureusement, le développement de la technologie a dû être stoppé en 2003 en raison de problèmes technologiques et économiques, liés principalement à la qualité insuffisante du carbone produit pour pouvoir être mis sur le marché correspondant [18, 19].

Quasiment simultanément, en 1993, Fulcheri et Schwob ont initié des recherches sur le développement d'un procédé basé sur une technologie plasma triphasée [20]. Cette technologie a fait l'objet de nombreux brevets et articles scientifiques (pour un historique complet sur ces recherches et l'évolution de cette technologie, voir [21]).

Technologie plasma triphasé à électrodes en graphite

Le dispositif plasma triphasé, développé initialement au PROMES-CNRS, puis à Mines-ParisTech, est alimenté par une source électrique triphasée fonctionnant directement à la fréquence du réseau (50 Hz), ce qui présente un avantage de taille en termes de CAPEX et d'OPEX par rapport aux technologies à courant continu qui nécessitent des redresseurs AC-DC souvent très coûteux. En sortie de cette alimentation électrique, chaque phase est reliée à chacune des trois électrodes en graphite situées en tête du réacteur. Un écoulement d'hydrogène gazeux est introduit axialement à grande vitesse dans la partie supérieure du réacteur. Sous l'effet du courant électrique, cet écoulement gazeux porté à très haute température libère des électrons et devient ionisé pour se comporter comme un excellent conducteur électrique gazeux, qui forme un écoulement plasma sous l'effet de l'écoulement d'hydrogène gazeux introduit axialement à grande vitesse. L'amorçage du plasma est initié par contact : un court-circuit entre les trois électrodes, lesquelles sont écartées une fois l'amorçage réalisé. Le réglage de la distance inter-électrode permet de « régler » les tensions d'arc. Le courant est, quant à lui, contrôlé à partir de la tension de sortie de l'alimentation électrique. Une vue schématique du dispositif est représentée dans la Figure 1 ci-après.

À noter que contrairement à la plupart des dispositifs plasma à courant continu DC, qui utilisent des électrodes métalliques dont la durée de vie ne dépasse généralement pas quelques centaines d'heures, les électrodes sont ici des éléments consommables du dispositif et leur érosion est compensée par un dispositif d'avance et d'alimentation automatique. Cette érosion reste cependant limitée du fait du mouvement rapide des arcs entre les trois électrodes précitées sous l'effet des alternances de courant et des forces électromagnétiques, chaque électrode agissant successivement comme une anode et une cathode.

Le méthane est injecté en aval du plasma dans des conditions extrêmement contrôlées, avant de se décomposer en carbone solide et en hydrogène sous l'effet des hautes températures. Un filtre à manche situé en sortie du dispositif permet de séparer le carbone solide de l'hydrogène. La température moyenne de réaction peut varier entre 1 200 et 2 000°C en fonction de la qualité du noir de carbone recherchée. Cette

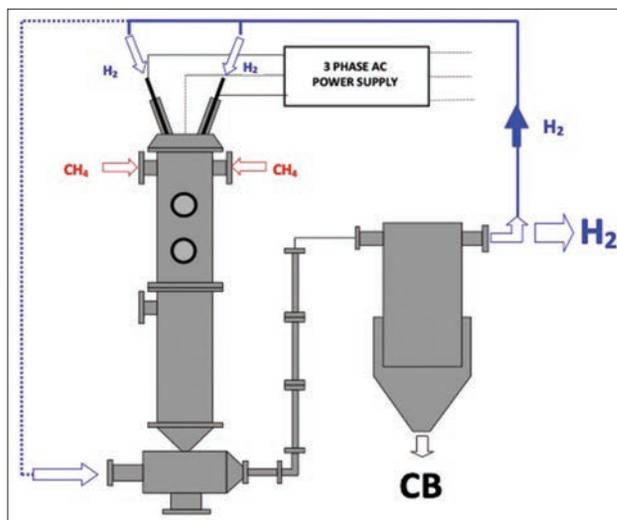


Figure 1 : Schéma de principe du dispositif triphasé (réalisé par l'auteur).

température est établie à partir des débits entrants (gaz plasma et méthane) et de la puissance injectée dans le plasma. La Figure 2 ci-après présente une vue du dispositif et de la zone d'arc.



Figure 2 : Vue de la zone plasma : électrodes (photo du haut) et réacteur triphasé (photo du bas) (photo©Laurent Fulcheri).

En 2012, la société californienne Monolith Materials [22] a entrepris le développement industriel de ce procédé pour la coproduction de noir de carbone et d'hydrogène, en collaboration avec l'équipe PERSEE à Mines-ParisTech. À court terme, en effet, l'économie du procédé dépendra largement de la valeur et de la qualité du carbone produit. Le domaine du noir de carbone a été visé, car il constitue, à ce stade, le domaine le plus intéressant compte tenu des volumes du marché (12 millions de tonnes par an) et de la forte valeur ajoutée du carbone avec des prix sur le marché compris entre 500 et 3 000 US\$ par tonne en fonction de la qualité (grade) du noir de carbone.

Un premier pilote d'une puissance d'environ 1 MW a été développé et testé avec succès sur la période 2013-2018 à Mountain View-Seaport, au cœur

de la Silicon Valley californienne (voir la Figure 3 ci-dessous). En 2018, a démarré la construction d'une première unité industrielle, OC1, installée à Lincoln, dans le Nebraska. Les premiers essais sur l'installation « tête de série » ont démarré en 2021 (voir la Figure 4 ci-après). La phase de qualification et celle de mise en service ouvrant la voie au démarrage de la phase OC2 devraient s'achever fin 2022 [23].



Figure 3 : Vue aérienne du pilote installé en Californie (Seaport) (photo©courtesy Monolith materials).



Figure 4 : Vue générale de OC1 (Lincoln, Nebraska) (photo©courtesy Monolith materials).

Un procédé – Deux coproduits

L'hydrogène peut être considéré comme la forme ultime de la « décarbonation » des hydrocarbures. Comme évoqué précédemment, plus de 95 % de l'hydrogène mis sur le marché mondial est produit à partir d'hydrocarbures, principalement à partir du gaz naturel (SMR) avec des impacts directs considérables en termes d'émissions de CO₂.

D'un autre côté, depuis la révolution industrielle, la production de noir de carbone a régulièrement augmenté pour atteindre aujourd'hui 12 millions de tonnes (Mt) par an. De nombreuses études montrent que la demande continuera de croître et qu'elle devrait atteindre 20 Mt avant 2030. 90 % de la production de noirs de carbone est utilisée dans l'industrie des pneus ; 95 % de ceux-ci étant produits à partir du procédé « four » . Ce procédé, développé il y a plus d'un siècle, repose sur la combustion incomplète de différents hydrocarbures lourds issus de la distillation du brut. Il est extrêmement polluant en termes

d'émissions de SO_x et de NO_x et se caractérise par de très mauvais rendements en carbone, puisqu'une grande partie de l'hydrocarbure est brûlée pour apporter l'énergie nécessaire au craquage de la fraction restante, avec comme conséquence directe des émissions de CO_2 comprises entre 2 et 3 tonnes $\text{CO}_{2\text{éq}}$ par tonne de noir de carbone.

Le principe sur lequel repose le nouveau procédé vise à terme à remplacer les procédés de combustion précités – tous deux caractérisés par d'importants impacts environnementaux –, par un nouveau procédé électrique, ne générant aucune émission directe de CO_2 et permettant l'obtention de rendements en carbone voisins de 100 %.

Noir de carbone

Le noir de carbone est un matériau nanostructuré possédant un taux de carbone très élevé, généralement supérieur à 98 % [24, 25]. Il se présente généralement sous forme de fines particules quasi sphériques, appelées « particules primaires », reliées entre elles par un certain nombre de liaisons fortes pour former des agrégats qui peuvent présenter des structures ramifiées plus ou moins complexes. Ces agrégats peuvent former des agglomérats par des liaisons faibles qui peuvent se briser sous l'effet de contraintes mécaniques. Le diamètre moyen des particules primaires varie entre quelques dizaines et quelques centaines de nanomètres en fonction de la qualité (grade) des noirs de carbone.

Le terme « structure » fait référence à l'organisation des particules primaires au sein de l'agrégat. Une structure élevée correspond à une organisation qui comprend un grand nombre de particules fortement entrelacées et largement ramifiées. Une structure basse correspond à une organisation constituée de particules isolées ou d'agrégats peu ramifiés (agglomération d'un petit

nombre de particules primaires). La Figure 5 ci-après représente une image obtenue par microscopie électronique à transmission (MET) d'un agrégat caractéristique de noir de carbone. Elle est aussi une représentation schématique de la section d'une particule primaire.

Les particules de noir de carbone sont généralement composées de petites cristallites présentant un arrangement atomique turbostratique. Une certaine confusion peut exister dans la littérature entre le terme « noir de carbone » (ou « carbon black ») et celui de « suie » (« soot » ou « black carbon »). Le premier fait en effet référence à un matériau produit dans des conditions contrôlées, tandis que le second fait référence à un résidu fatal de combustion qui peut être dangereux. Nous verrons cependant dans ce qui suit que ces deux types de nanomatériaux carbonés sont généralement issus de mécanismes de croissance très similaires.

Les propriétés des noirs de carbone dépendent fortement des conditions de synthèse (température, temps de séjour...). Leurs applications industrielles dépendent d'un très grand nombre de paramètres physico-chimiques qui ne seront pas développés ici. Notons cependant que deux paramètres jouent un rôle particulièrement important pour les applications dans les élastomères (pneumatiques) : le diamètre moyen des particules et la structure du noir de carbone. Les noirs de carbone natifs ne présentant généralement aucune porosité, il existe donc une relation directe entre la taille des particules et la mesure de la surface spécifique (BET) généralement exprimée en m^2/g . Pour ce qui concerne l'estimation de la structure moyenne des agrégats, les méthodes les plus utilisées sont basées sur leur capacité d'absorption des liquides. L'estimation de ces deux paramètres clés fait l'objet d'une norme ASTM très largement utilisée par les industriels.

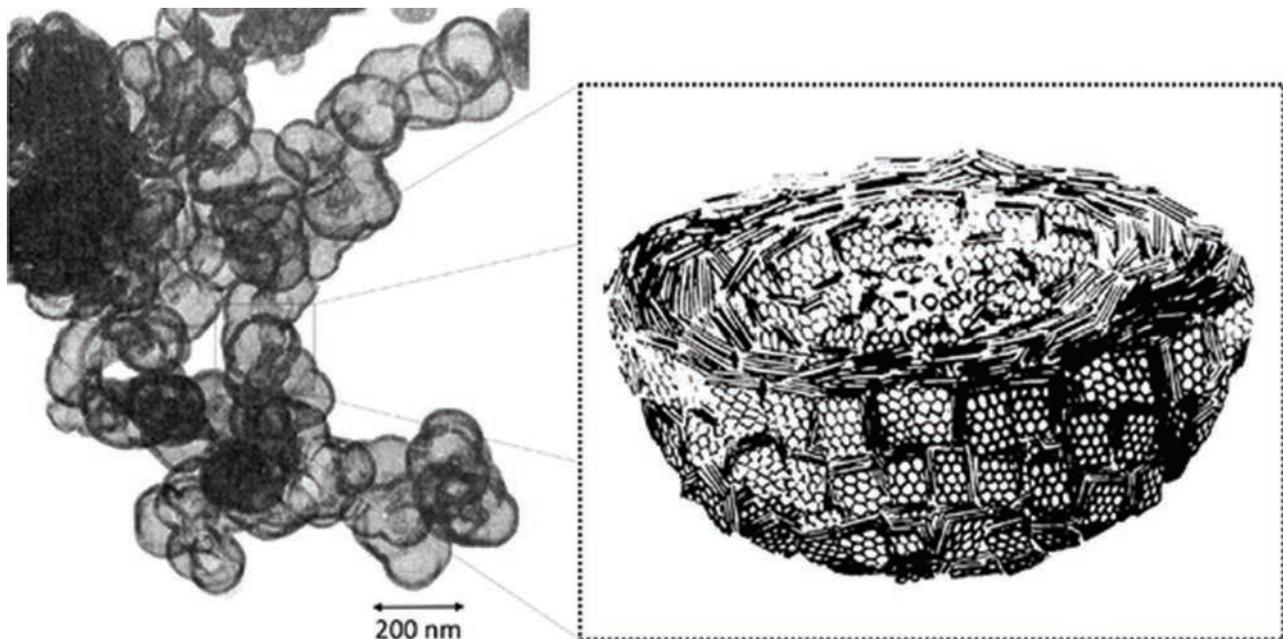


Figure 5 : Image par microscopie électronique à transmission (MET) d'un agrégat caractéristique de noir de carbone et représentation schématique de la section d'une particule primaire (d'après Donnet [2]).

La formation de noir de carbone à partir de la pyrolyse du méthane suit un processus de déshydrogénation continue ultra-rapide de différents composés hydrocarbonés. Dans les premières étapes, nous pouvons déduire la rupture des liaisons C-H *via* la décomposition unimoléculaire et l'évolution ultérieure de liaisons C-C et C=C thermodynamiquement plus stables à haute température, générant ainsi des précurseurs d'alcènes et d'alcynes. L'acétylène, particulièrement stable à haute température, apparaît comme un précurseur majeur. Dans l'étape suivante, les premiers précurseurs réagissent les uns avec les autres pour former progressivement des composés aromatiques, ou hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP). Différents mécanismes de formation des HAP ont été identifiés, mais le mécanisme le plus connu est le mécanisme H-Abstraction-Acétylène-Addition (HACA). La cinétique du mécanisme HACA diminue au fur et à mesure de la croissance des *clusters*, du fait de l'augmentation de la barrière énergétique. Bien que le(s) mécanisme(s) exact(s) reste(nt) à débattre, les HAP grossissent par condensation [42, 43]. Les forces de Van der Waals semblent jouer un rôle important, néanmoins l'hypothèse de création de liaisons covalentes est également très probable, en particulier pour les processus à très haute température (2 000 K). Cette première étape de collision des HAP est connue sous le nom de « processus de nucléation », avec des noyaux composés de 10 à 20 cycles aromatiques. L'étape suivante conduit à la formation de nano-gouttelettes de goudron très visqueuses par collision coalescente de noyaux. La solidification de ces gouttelettes, également appelée « maturation », résulte d'un réarrangement interne des HAP en couches turbostratiques, ainsi que d'une perte

progressive d'hydrogène au sein de la particule. Les particules évoluent alors progressivement passant d'un état visqueux à un état solide. Une fois ce dernier état atteint, le mécanisme de croissance par collision passe d'un mode de coalescence à un processus d'agrégation continu pour former des agrégats et des agglomérats plus grands avec une organisation fractale. Selon le type et la configuration du réacteur, tous les processus susmentionnés peuvent se dérouler simultanément.

La production industrielle de noir de carbone a commencé il y a plus de 100 ans. Aujourd'hui, cette industrie fait partie des 50 industries chimiques les plus importantes au monde. Le marché mondial est d'environ 12 millions de tonnes par an pour un chiffre d'affaires d'environ 15 milliards USD. La majeure partie de cette production est utilisée dans les caoutchoucs, principalement les pneumatiques. La Figure 6 ci-après présente les principaux domaines d'application représentés en fonction du chiffre d'affaires du secteur.

Empreinte carbone du procédé de pyrolyse par plasma

Afin d'évaluer l'empreinte carbone du procédé de pyrolyse par plasma thermique, une étude d'analyse de cycle de vie (ACV) du procédé de pyrolyse a été menée. Nous présentons dans la suite de cet article une synthèse de ces travaux publiés en juillet 2022 dans *International Journal of Hydrogen Energy* [26].

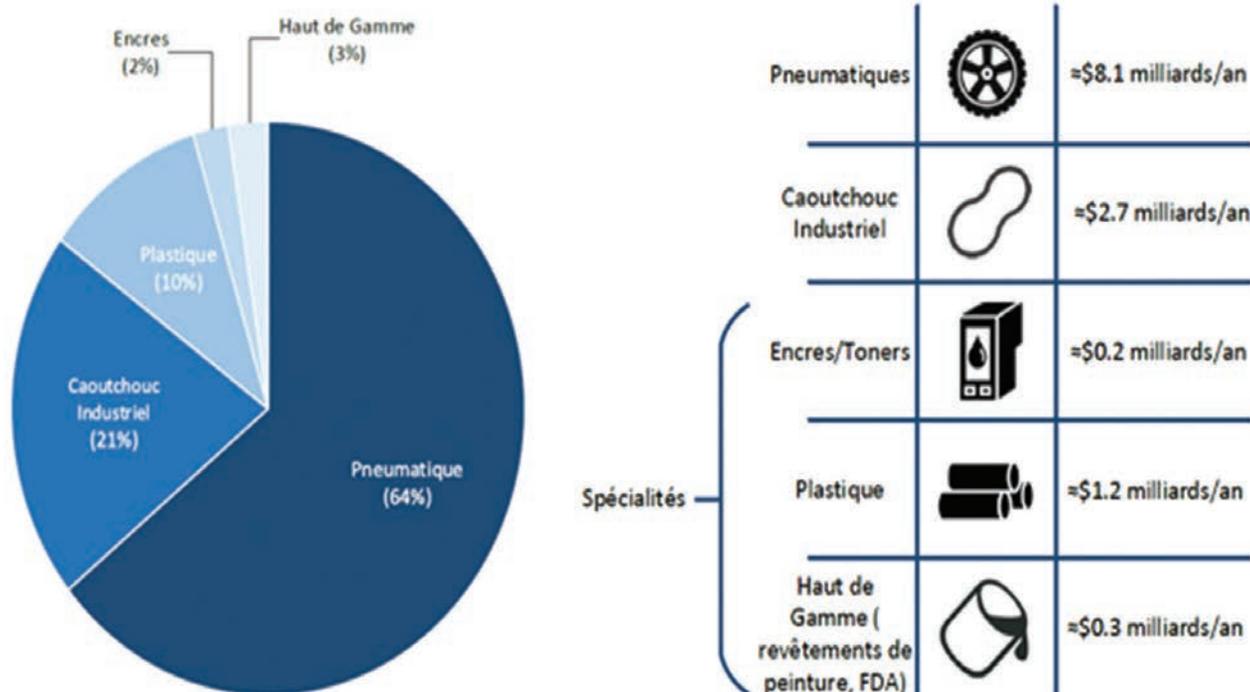


Figure 6 : Principales applications du noir de carbone représentées par chiffre d'affaires sectoriel (production mondiale : 12 millions de tonnes par an) (réalisée par l'auteur).

Le périmètre de l'étude est présenté dans la Figure 7 ci-après. À noter que cette étude est la seule aujourd'hui de ce type ; elle repose sur l'utilisation de données réelles issues d'une unité industrielle tête de série développée par Monolith dans le Nebraska, Olive Creek 1.

Pour une consommation de 259 kilotonnes de gaz naturel par an, 42,3 kilotonnes d'hydrogène et 180 kilotonnes de noir de carbone de qualité industrielle sont coproduites (pour connaître le détail des différentes consommations du procédé, le lecteur peut se référer à [26]).

L'analyse a été réalisée conformément à la norme ISO 14040 [27] et au protocole GHG [28] à l'aide du modèle GREET (Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model), un outil dédié à ce type d'analyse qui a été développé par le Laboratoire national d'Argonne [29 à 31] et est largement reconnu par la plupart des agences réglementaires, à l'instar de l'Environmental Protection Agency (EPA) et du California Air Resources Board, notamment dans le cadre du programme « Low Carbon Fuel Standard » (LCFS) [32, 33]. Afin d'évaluer l'impact environnemental de l'ensemble du processus, l'approche classique consiste à convertir toutes les émissions de gaz à effet de serre, tels que le CH_4 et le N_2O , en équivalent CO_2 , selon une métrique de potentiel de réchauffement global (GWP). Les valeurs métriques sont la résultante des dernières contributions du groupe de travail I du GIEC au sixième rapport d'évaluation du changement climatique, AR6 [34].

Une étude paramétrique détaillée a été menée à partir des principaux paramètres et scénarios retenus. Nous présentons ci-dessous les résultats d'un cas de figure que l'on pourrait qualifier de « moyen », basé sur l'utilisation de gaz naturel fossile présentant un taux de fuite de 1,5 % et d'un intrant électrique issu d'une énergie 100 % éolienne (cas OC1). Dans le second

scénario, le gaz naturel fossile est remplacé par du gaz naturel renouvelable issu de la digestion anaérobie des déchets alimentaires.

L'intensité carbone (kilogramme de CO_2 équivalent par kilogramme du produit) du procédé de chacun des deux cas précités est calculée et comparée à celle des autres méthodes de production d'hydrogène, comme illustré dans la Figure 8 de la page suivante.

Cette étude montre que les performances environnementales de l'hydrogène produit lors de la pyrolyse du méthane par plasma thermique sont fortement dépendantes des émissions liées à la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel et de celles spécifiques à chacune des sources d'électricité. En utilisant une électricité bas-carbone, comme c'est le cas dans cette étude, l'intensité en carbone de l'hydrogène turquoise est réduite de 90,8 % par rapport à l'hydrogène gris (SMR). En améliorant la source d'approvisionnement, c'est-à-dire en recourant à du gaz naturel, la réduction est encore plus importante. Elle atteint $0,45 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kg}$ pour un taux de fuite de gaz naturel de 0,54 %. L'utilisation de 100 % de gaz naturel renouvelable permet d'aboutir à une empreinte carbone négative atteignant $-5,22 \text{ kgCO}_2/\text{kg}$. Ainsi, en utilisant du gaz naturel renouvelable, l'hydrogène produit par pyrolyse du méthane est de loin le plus performant sur le plan environnemental, bien plus que les méthodes de production à base d'hydrogène gris, bleu ou vert.

Ainsi, les principales conclusions de l'étude ACV que nous avons réalisée, peuvent être résumées comme suit :

- l'hydrogène produit par pyrolyse du méthane *via* plasma thermique a une faible intensité carbone ;
- les deux principaux facteurs contribuant aux émissions totales de GES sont l'électricité et les fuites de méthane, qui se produisent dans la chaîne d'approvisionnement en gaz ;

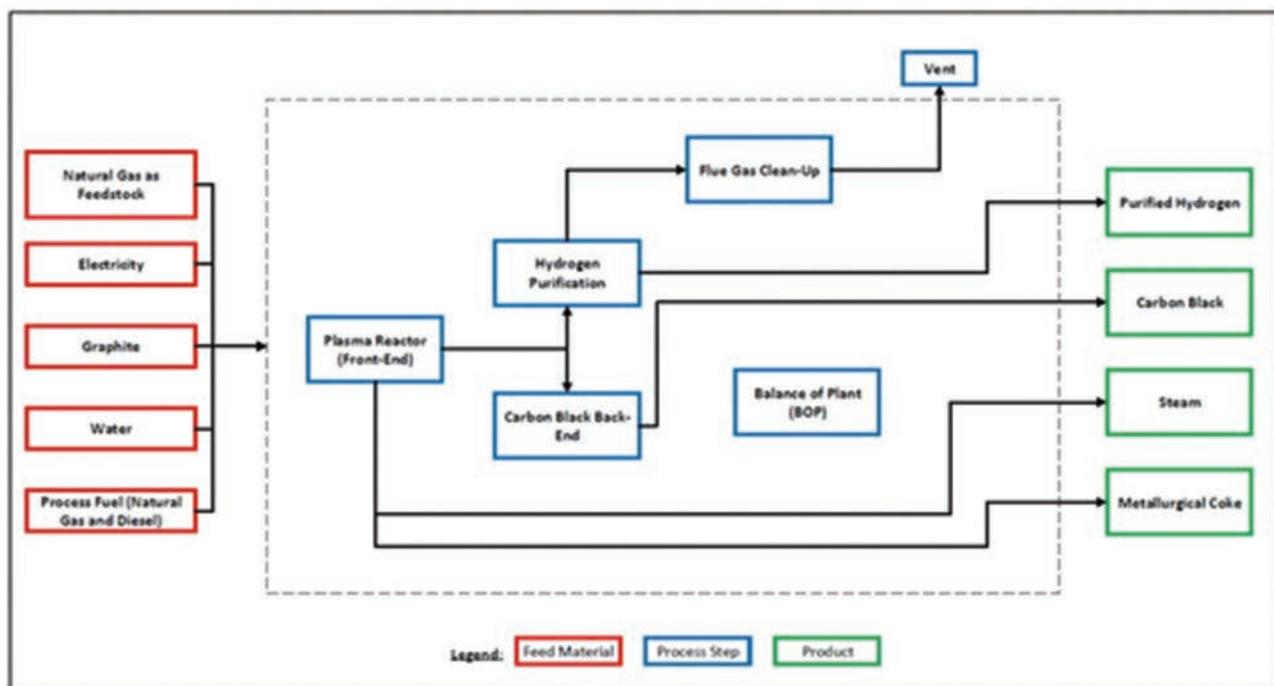


Figure 7 : Schéma simplifié du procédé de pyrolyse de méthane par plasma thermique (d'après [26]).

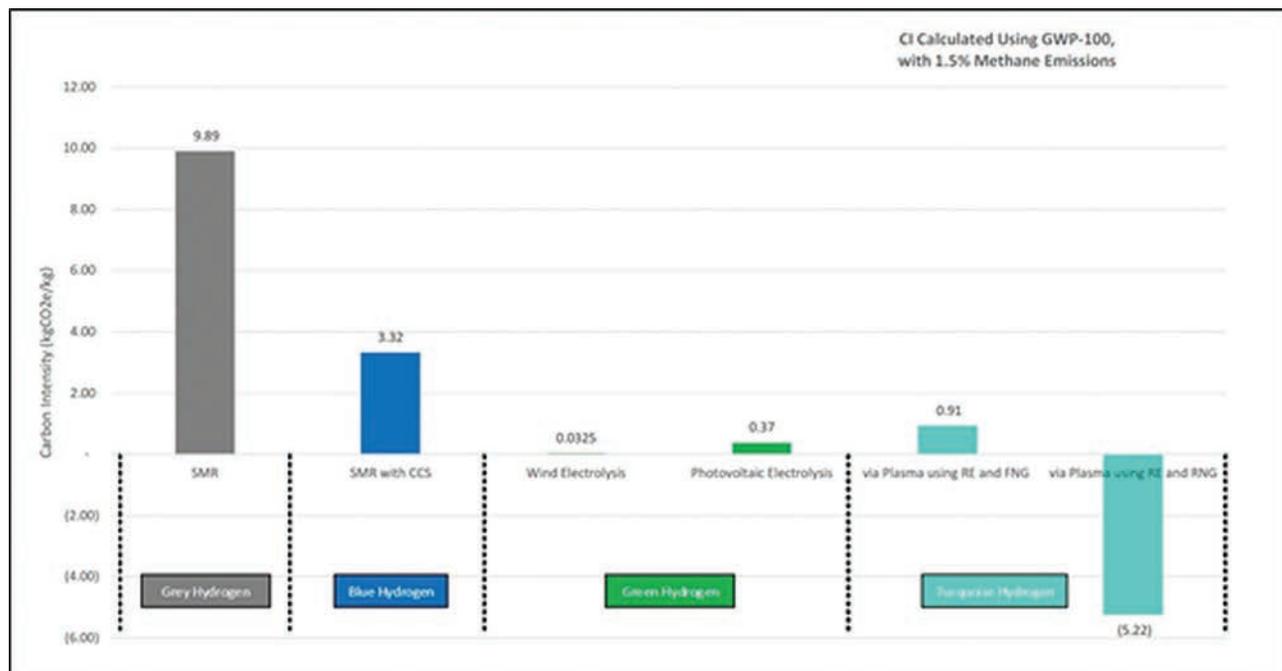


Figure 8 : Comparaison de l'intensité de carbone pour l'hydrogène gris, bleu, vert ou turquoise (d'après [26]).

- lors de l'utilisation d'une électricité bas-carbone, la principale contribution aux émissions totales de GES provient de l'approvisionnement en gaz naturel : dans ce cas, l'intensité carbone totale de l'hydrogène atteint 0,91 kgCO_{2eq}/kg pour un taux de fuite de 1,5 % ;
- la pyrolyse du méthane par plasma thermique est non seulement plus performante que l'électrolyse de l'eau sur le plan environnemental, mais elle consomme également trois à cinq fois moins d'énergie ;
- le mélange de gaz fossile avec 14-15 % de gaz naturel renouvelable conduit à la neutralité carbone.

Comparé à l'hydrogène gris, bleu ou vert, l'hydrogène turquoise utilisant le plasma thermique et le gaz naturel renouvelable est de loin le plus performant sur le plan environnemental, ce qui en fait un « game changer » pour la transition énergétique.

Un procédé disruptif à fort potentiel

Après plus de vingt-cinq années de R&D conduits au sein du laboratoire PERSEE, un nouveau procédé de pyrolyse du méthane est aujourd'hui développé aux États-Unis par Monolith Materials. Ce procédé permet de produire de l'hydrogène « turquoise » et du carbone solide à partir d'une énergie électrique décarbonée, avec une très faible empreinte carbone. À court terme, ce procédé devrait progressivement remplacer les procédés traditionnels de production de noir de carbone basés sur la combustion incomplète d'hydrocarbures lourds et caractérisés par d'importantes émissions de CO₂. Cité dans un récent rapport établi par l'Agence internationale de l'énergie en 2019, il pourrait – à plus ou moins long terme – également devenir une option majeure pour la production d'hydrogène et se substituer aux procédés SMR [35]. En fonction de la qualité du carbone produit, ce procédé nécessite entre

10 et 30 kWh par kilogramme d'H₂ produit, ce qui est très inférieur à l'électrolyse de l'eau qui nécessite aujourd'hui environ 55 kWh par kilogramme d'H₂ produit.

Ce procédé utilisant du méthane (CH₄) comme matière première et de l'électricité (décarbonée), sa viabilité économique actuelle dépend largement des coûts du gaz naturel, de l'électricité, de la valeur de l'hydrogène sur le lieu de production et de la valeur du carbone produit. Rappelons qu'en termes de masse, 1 tonne de méthane permet de produire 250 kg d'hydrogène... et 750 kg de carbone ! À court terme, le marché se concentrera sur la production de noir de carbone à forte valeur ajoutée. À plus long terme, se posera la question de l'utilisation du carbone solide à de très grandes échelles. Sur la base d'une production actuelle annuelle d'hydrogène de 80 Mt, la production d'hydrogène par pyrolyse du méthane s'accompagnerait de celle de 240 Mt de carbone par an, ce qui est vingt fois supérieur au marché mondial correspondant. Dans cette perspective, plusieurs pistes sont actuellement étudiées par différentes équipes, comme l'utilisation du carbone dans les matériaux de construction (béton, ciment, routes...), ou encore comme amendement dans les sols [36], à l'instar de ce qui est fait avec le biochar ou la lignite.

Situation aux États-Unis

Au regard des très importantes ressources en gaz naturel dont disposent les États-Unis et du fait de l'entrée en vigueur de l' « Inflation reduction act » récemment adopté dans ce pays sous l'impulsion du Président Joe Biden, ce procédé devrait dans un premier temps connaître un développement fulgurant sur le territoire américain, profitant d'un contexte extrêmement favorable. Plusieurs nouveaux projets conduits

sur le territoire américain sont d'ores et déjà « dans le *pipe* » et devraient se concrétiser au cours des prochaines années. Il pourrait, dans un second temps, être développé dans d'autres pays et sur d'autres continents.

Situation en Europe

Selon tous les experts, les récents événements géo-

politiques liés à la guerre entre la Russie et l'Ukraine auront incontestablement des effets majeurs à long terme sur la fourniture de gaz naturel au niveau européen ; une situation qui est donc peu favorable au développement de la pyrolyse. L'essor de ce procédé pourrait toutefois reposer sur d'autres types de ressources (biogaz, déchets...).

H₂MINES, LE GROUPE DES ENSEIGNANTS-CHERCHEURS DE L'INSTITUT CARNOT MINES IMPLIQUÉS DANS LE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE HYDROGÈNE-ÉNERGIE

H₂MINES fédère les expertises R&D et les activités de formation de l'Institut Carnot MINES pour la filière hydrogène

H₂MINES regroupe des enseignants-chercheurs de 21 centres de recherche de 8 écoles d'ingénieurs et d'ARMINES : Mines Paris-PSL, 5 écoles des Mines relevant de l'Institut Mines Télécom (IMT Atlantique et Nord Europe, IMT Mines d'Alès et d'Albi, Mines de Saint-Étienne), l'ENSTA et Sigma Clermont.

Les activités du groupe H₂MINES sont positionnées sur l'ensemble de la chaîne de valeur de la filière Hydrogène : production, stockage, distribution et utilisation de l'hydrogène et développement durable (voir la cartographie du flyer H₂MINES, site Vig'Hy de France Hydrogène). H₂MINES mobilise ainsi des compétences portant sur le développement de technologies, sur les aspects matériaux/composants, procédés/systèmes et modélisation/simulation, mais aussi en sciences environnementales, économiques et sociales.



H₂MINES accompagne les acteurs de la filière hydrogène dans le développement de leurs innovations

H₂MINES peut mobiliser des expertises scientifiques pluridisciplinaires adaptées aux besoins de ses partenaires industriels, en leur ouvrant la possibilité d'accéder à des équipements et aux moyens d'essais des laboratoires. Les centres de recherche de H₂MINES collaborent ainsi avec plusieurs acteurs de la filière hydrogène dans le cadre soit de partenariats bilatéraux, soit de projets collaboratifs.

Quelques exemples d'activités positionnées sur la chaîne de valeur hydrogène :

- **Production** : électrolyse haute et basse températures (SOWE, PEMWE, AWE), photocatalyse, reformage de biogaz, gazéification de biomasse, pyrolyse du méthane, capteurs gaz...
- **Stockage** : cavités salines/minées, réservoirs composites, matériaux poreux, vecteurs liquides...
- **Distribution** : fragilisation et protection des *pipelines*, réseaux multi-énergies...
- **Utilisation** : piles à combustible haute et basse températures (PEMFC, SOFC), méthanation, combustion...
- **Développement durable** : analyse de cycle de vie, étude de risques, synergies industrielles, sociologie de l'innovation, évaluation technico-économique, étude prospective, optimisation des systèmes énergétiques, planification territoriale...

Liens utiles : I.C. M.I.N.E.S : <https://www.carnot-mines.eu/fr>

Flyer H₂MINES : https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/5/formidable/2/H2MINES-Flyer_2021.pdf

Contact : Christian BEAUGER, MINES Paris – PSL, Centre PERSEE
christian.beauger@minesparis.psl.eu

SOME OF OUR INDUSTRIAL PARTNERS:

CONTACTS
(first name, name, email)

- ▶ **IMT MINES Albi-Carmaux** (@imines-abl.fr)
 - RAPSODEE: Doan Phamminh, Ange Nthou
- ▶ **IMT MINES Ais** (@imines-ais.fr)
 - CZMA: Belkacem Othazghine, Aurélie Taguet
 - LGEI: Luc Molhautier, Frédéric Neymes (EUREQUA), Guillaume Junqua (ERT)
- ▶ **IMT Atlantique** (@imt-atlantique.fr)
 - GEPEA: Pascaline Prê
- ▶ **IMT Lille-Douai** (@imt-lille-douai.fr)
 - CERIEE: Rémi Gautier, Daniel Bougeard
- ▶ **MINES ParisTech** (@mines-paristech.fr)
 - PERSEE: Christian Beauger, Patrick Achard
 - MAT: Alain Thorel, Vahid Madi, Anthony Chesnaud
 - CES: Rodrigo Rivera_Tinoco, Chakib Bouatou
 - CTP: Christophe Coqueret, Elise El Ahmar
 - Géosciences: Fouad Hadj_Hassen
 - OIE: Paulo Perez_Lopez
 - CSI: Madeleine Aitich
 - ISGE: Jasha Oosterbaan, Daniel Florentin
 - CMA: Gilles Guersasimoff
 - CERNA: François Lévêque
 - CRC: Franck Guarnieri
- ▶ **IMT Mines Saint-Etienne** (@mines-st-etienne.fr)
 - SPIN: Mathilde Rieu, Jean-Paul Vircelle
 - Foyal: Valérie Laforest
 - SMS: Cécilia Bosch
- ▶ **ENSTA Paris** (@ensta-paris.fr)
 - UCP: Laurent Calvez, Didier Dalmazone, Johnny Deschamps
- ▶ **Sigma Clermont** (@sigma-clermont.fr)
 - I. Pascal: Jean-François Cornet

Coordinator: Christian Beauger
christian.beauger@mines-paristech.fr

H₂MINES

OUR NETWORK FOR THE H₂ ENERGY SECTOR
RESEARCH & DEVELOPMENT | EDUCATION

Carnot M.I.N.E.S. research centres involved in H₂MINES

www.carnot-mines.eu/fr

H₂MINES TAKES PART IN:

NETWORKS

- Hydrogen Europe Research
- EERA
- France Hydrogène
- G3P (Solar Fuels, Thermod. molec. et proc.)
- FRH2 (CHRS)
- Géol'énergies
- SFGP
- STI
- SEE
- Mission H₂ Pays de Loire
- Climate KIC

CLUSTERS

- CAPENERGIES
- DERRI
- MOVEO
- AXELERA
- EMC2
- ASTECH
- TENERROIS

PROJECTS (ANR, EU, P.I.A.)

- FluidStory, Rostock-H, WaveInCore, Stapi-H2, Citeph20, Comethis, Anima, Ingopint-Pacot, Mobe, Pretzel, Pegasus, Cornet, Momentum, Mineve, Endemat, HYCOMP, Fibre&Co, Oshys, Chaire industrielle Messah... & HyTREN (AM Carnot)

TECHNOLOGICAL PLATFORMS

- Fuel Cell test benches
- H₂ storage, purification test benches
- Gas sensors test benches
- Burners, flash pyrolyses, gasifiers, HP reactors, methanation...
- Materials synthesis and characterization
- Shaping processes
- Fluids thermophysical properties
- Rock geomechanical characterization
- Power to gas

EDUCATION PROGRAMS

- Conferences, courses and student projects in the framework of the different education programs of the partner schools.

MATERIALS	PROCESSES-SYSTEMS	MODELING	CHARACTERIZATION	GLOBAL ANALYSIS	EDUCATION
PRODUCTION	STORAGE/DISTRIBUTION	END USES	SUSTAINABLE DEVELOPMENT		
<ul style="list-style-type: none"> • Biomass gasification • Napha reforming 	<ul style="list-style-type: none"> • Compression and distribution, situation 	<ul style="list-style-type: none"> • Fisher-Tropsch synthesis • Methanation 	<ul style="list-style-type: none"> • Risk analysis • Eco-industrial synergy 		
<ul style="list-style-type: none"> • Purification (PSA, membrane, absorption) 	<ul style="list-style-type: none"> • Porous materials • Solid storage tank 	<ul style="list-style-type: none"> • Power to gas: methanation, CO₂ capture 	<ul style="list-style-type: none"> • Future energy systems and markets • Prospective & optimization of energy systems • Life cycle assessment • Socio-technical controversies • Process economics • The economics of H₂ (cost benefit analysis, public policy assessment, innovation and competition) • Territorial planning and public policies in energy transition • Safety and reliability assessment, public perception of safety • Underground storage environmental impact 		
<ul style="list-style-type: none"> • Modeling & Optimization: Porous media, adsorption, storage, topology optimization 	<ul style="list-style-type: none"> • Electrochemical compression • Porous materials 	<ul style="list-style-type: none"> • PEMFC: MEA materials (catalysts and composite membranes), system studies (transport, stationary H₂, recirculation, hybridization...) • CO₂ reduction • Renewable Energy coupling • Multi-energy systems • Methanation (coelectrolysis) • Power to gas • CO₂ recycling • Biogas • SOFC, MEA materials, new regenerative systems 	<ul style="list-style-type: none"> • Environmental analysis: qualitative assessment and absolute sustainability evaluation • Decision aid support for territorial planning 		
<ul style="list-style-type: none"> • Phase diagrams / measurement of thermophysical properties • Selection of solvents • Electrolysis (SOEC, PEMWE, MCEC) • System analysis • Electrolysis (HT) • Reforming • Electrochemical purification (HT) 	<ul style="list-style-type: none"> • HP composite tanks: tests/calculations • Pipeline protection: cold spray coating • Salt covers: integrity/reactivity 	<ul style="list-style-type: none"> • Gas sensors: CO, H₂, safety/process control • SOFC single chamber 	<ul style="list-style-type: none"> • Techno-economic evaluation of the distribution chain 		
<ul style="list-style-type: none"> • Electrode material: modeling / simulation (image analysis) 	<ul style="list-style-type: none"> • Pipeline integrity and durability 	<ul style="list-style-type: none"> • Combustion • Reactivity/Risk 			
<ul style="list-style-type: none"> • Biomass flash-pyrolysis 	<ul style="list-style-type: none"> • Doped MOFs (C, metal, metal+O) • Liquid carriers (LOHC) • Hydrides 	<ul style="list-style-type: none"> • Solar photo-reactive processes 			

Le flyer H₂MINES en recto-verso.

Références bibliographiques

- [1] HOWARDS R. W & JACOBSON Z. (2021), "How Green is blue Hydrogen", *Energy Sci. Eng.*
- [2] DAGLE R. A. *et al.* (2017), *An Overview of Natural Gas Conversion Technologies for Co-Production of Hydrogen and Value-Added Solid Carbon Products*, United States: N. p., Web, doi:10.2172/1411934.
- [3] BODE A. *et al.* (2014), *Research cooperation develops innovative technology for environmentally sustainable syngas production from carbon dioxide and hydrogen*, 20th World Hydrogen Energy Conference, Gwangju Metropolitan City (Corée), 16-21 juin.
- [4] STEINBERG M. (1999), "Fossil fuel decarbonization technology for mitigating global warming", *Int. J. Hydrog. Energy*, 24:771-7.
- [5] PLEVAN M., GEIßLER T., ABÁNADES A., MEHRAVARAN K., RATHNAM R. K., RUBBIA C. *et al.* (2015), "Thermal cracking of methane in a liquid metal bubble column reactor: Experiments and kinetic analysis", *Int. J. Hydrog. Energy*, 40:8020-33.
- [6] STEINBERG M. (1998), "Production of hydrogen and methanol from natural gas with reduced CO₂ emission", *Int. J. Hydrog. Energy*, 23:419-25.
- [7] STEINBERG M. (1999), *Efficient natural gas technologies: A response to global warming*. *Chemtech* 29:31-6.
- [8] PALMER C., TARAZKAR M., KRISTOFFERSEN H. H., GELINAS J., GORDON M. J., MCFARLAND E. W. *et al.* (2019), "Methane pyrolysis with a molten Cu–Bi alloy catalyst", *Acs Catal* 9:8337-45.
- [9] STEINFELD A. (2005), *Solar thermochemical production of hydrogen: a review*, *Solar Energy* 78, pp. 603-615.
- [10] ABANADES S. *et al.* (2011), "Experimental analysis of direct thermal methane cracking", *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, pp. 12877-12886.
- [11] RODA T. *et al.* (2010), "A pilot-scale solar reactor for the production of hydrogen and carbon black from methane splitting", *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, pp. 6748-6758.
- [12] FLETCHER D. E. (2004), *Production of hydrogen and carbon from natural gas or methane using barrier discharge non-thermal plasma*, Patent No. US 20040148860A1.
- [13] BOUTOT T. J., LIU Z., BUCKLE K. R., COLLINS F. X., ESTEY C. A., FRASER D. M. *et al.* (2007), "Decomposition of natural gas or methane using cold arc discharge", *Atlantic Hydrogen*, WO2007/019664 A1.
- [14] CZERNICHOWSKI A., CZERNICHOWSKI P. & RANAIVOSOLARIMANANA A. (1996), *Plasma pyrolysis of natural gas in gliding arc reactor*, Proc 11th World Hydrog. Energy Conf, Stuttgart, Germany.
- [15] NOZAKI T., KIMURA Y. & OKAZAKI K. (2002), *Carbon nanotubes and hydrogen co-production from methane using atmospheric pressure non-equilibrium plasma*, Proc. 16th ESCAMPIG 5th ICRP Jt. Conf., Grenoble, France.
- [16] ROSE J. R. (1920), *Process of and apparatus for producing carbon and gaseous fuel*, US Patent 1352085.
- [17] GONZALEZ-AGUILAR J. *et al.* (2007), "Carbon nanostructures production by gas-phase plasma processes at atmospheric pressure", *J. Phys. D. Appl. Phys.* 40(8), 2361.
- [18] GAUDERNACK B. & LYNUM S. (1998), "Hydrogen from natural gas without release of CO₂ to the atmosphere", *Int. J. Hydrog. Energy* 23, pp. 1087-1093.
- [19] LYNUM S. *et al.* (1993), *Production of carbon black*, Patent WO-9320154.
- [20] FULCHERI L. & SCHWOB Y. (1995), "From methane to hydrogen, carbon black and water", *Int. J. Hydrog. Energy* 20, pp. 197-202.
- [21] FULCHERI L. *et al.* (2015), "Three-phase ac arc plasma systems: a review", *Plasma Chem. Plasma Process.* 35, pp. 565-585.
- [22] <https://monolithmaterials.com>
- [23] "Upgrading natural gas to carbon and hydrogen with sustainable technology from natural gas pyrolysis", AIChE Ammonia Production, 13 nov. 2019, www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2019/08/20191113.0935-Hanson_2019_AIChE_Ammonia-Synthesis_Pyrolysis.pdf
- [24] "What is Carbon Black... Not just a scientific name for soot?", *Degussa AG/Advanced Fillers & Pigments*, Technical Booklet.
- [25] DONNET J. B. (1993), *Carbon Black: Science and Technology*, 2nd ed., CRC Press.
- [26] DIAB J., FULCHERI L., HESSEL V., ROHANI V. & FRENKLACH M. (2022), "Why turquoise hydrogen will be a game changer for the energy transition", *International Journal of Hydrogen Energy* 47(61), pp. 25831-25848.
- [27] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION (2006), *Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework (ISO 14040:2006)*.
- [28] WORLD BUSINESS COUNCIL FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT, AND WORLD RESOURCES INSTITUTE (2015), "The greenhouse gas protocol: A corporate accounting and reporting standard", Revised Edition.
- [29] ARGONNE NATIONAL LABORATORY (2014), "GREET Model".
- [30] ARGONNE NATIONAL LABORATORY (2020), "Summary of Expansions and Updates in GREET® 2020".
- [31] ARGONNE NATIONAL LABORATORY (2016), "GREET 2016 Manual".
- [32] CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD (2018), "CA-GREET3.0 Supplemental Document and Tables of Change".
- [33] CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD (2018), "CA-GREET3.0 Lookup Table Pathways Technical Support Documentation".
- [34] IPCC (2021), "Climate Change 2021: The Physical Science Basis", Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press.
- [35] IEA (2019), "The future of hydrogen", rapport de l'IEA pour le G20, Japon, www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen
- [36] PELLERIN S., BAMIÈRE L. *et al.* (2019), « Stocker du carbone dans les sols français. Quel potentiel au regard de l'objectif 4 pour 1 000 et à quel coût ? », synthèse du rapport d'étude, INRA (France).

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

Environnement : Face à la longue urgence

Introduction :

La longue urgence environnementale : un nouvel état pour l'humanité

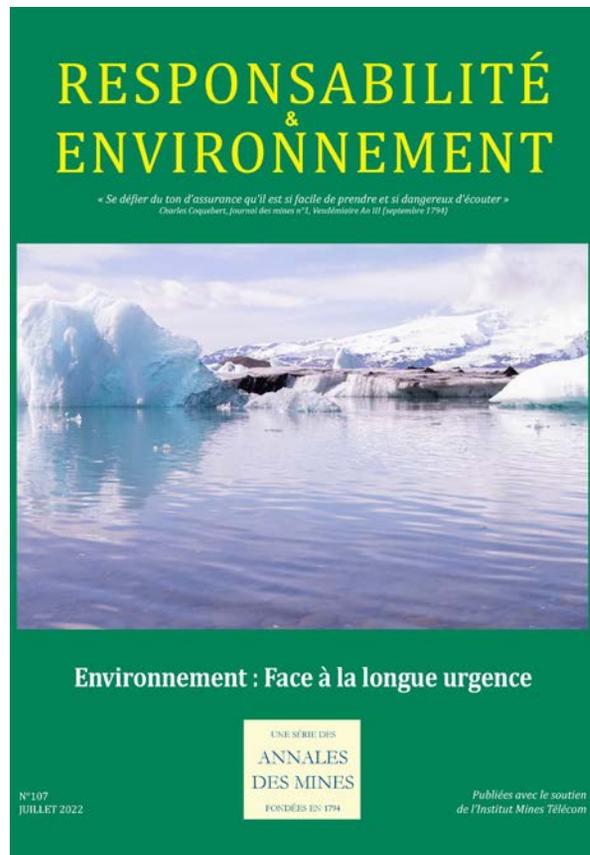
Dominique DRON et Patricia CORRÈZE-LÉNÉE

La bataille des confrontations à la longue urgence

Se confronter aux limites : les batailles de la longue urgence
Alice CANABATE

Forêt mixte ou forêt accélérée, deux visions de la gestion forestière face au dérèglement climatique...

Pascal YVON et Franck JACOBÉE



Juillet 2022

Y a-t-il un apprentissage des catastrophes pour la longue urgence ?

Le(s) temps des catastrophes nucléaires

Franck GUARNIERI et Aurélien PORTELLI

HORS DOSSIER

Adapter les villes : Paris à l'épreuve du dérèglement climatique

(article se rattachant au n°106 de Responsabilité & Environnement, Avril 2022, « Adaptation au changement climatique »)

Celia BLAUDEL

Les limites d'une approche technique de la confrontation : analyse de la géo-ingénierie

Ilarion PAVEL

Les imaginaires des Français par rapport aux différentes visions de la longue urgence

Philippe MOATI

La résilience : une technologie du consentement ?

Thierry RIBAUT

Métaphysiques et imaginaires de la longue urgence comme aides à penser le présent et le futur

Les discours de fin de monde dans l'histoire

Pierre COUVEINHES

Les visions religieuses de l'écologie

François EUVÉ

« Ce ne sera pas un bang, mais un long gémissement »

Brèves réflexions sur une catastrophe au ralenti

Jean-Pierre DUPUY

Hollywood et la crise bioclimatique : de Soleil vert à Dune

Jean-Michel VALANTIN

Les modèles de société dans les visions de la longue urgence

La biorégion en Île-de-France : une société écologique post-rupture

Loïs MALLET et Benoît THÉVARD

Washington, le Pentagone et le changement climatique :

culture politique et militaire et pratiques stratégiques

Jean-Michel VALANTIN

Récits et responsabilités : délibérer des preuves de futurs souhaitables

Bernard REBER

Jugements et institutions en France et aux États-Unis :

y aura-t-il demain un droit de la longue urgence ?

Corinne LEPAGE

La longue urgence sur les territoires aujourd'hui

Quelques acteurs de la longue urgence

L'assurance au défi de la « longue urgence »

Jean-Louis BANCEL et Roland NUSSBAUM

La Red Team Défense : quand la science-fiction permet aux armées françaises d'explorer le futur

Marie ROUSSIÉ, Cédric DENIS-RÉMIS et Jean-Baptiste COLAS

Feux de forêt et réchauffement climatique : la Sécurité civile face aux « méga-feux »

Lieutenant-colonel Luc MAHLER

Les Pays-Bas face à la montée des eaux : quelle stratégie pour le long terme et comment répondre aux différents enjeux ?

Robert SLOMP et Yann FRIOCOURT

Le dossier a été coordonné par **Dominique DRON et Patricia CORRÈZE-LÉNÉE**

Ce numéro peut être consulté et téléchargé gratuitement sur notre site

<http://www.anales.org>

Le projet HyPSTER : émergence d'une nouvelle forme de stockage massif de l'hydrogène essentielle à l'atteinte de la neutralité carbone

Par Yann-Éric MORET

Élève ingénieur à l'École polytechnique, stagiaire à Storengy

Afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050, l'Europe mise aujourd'hui sur l'hydrogène renouvelable. Or, l'utilisation émergente de ce nouveau vecteur énergétique devra être accompagnée de solutions de stockage massif, et ce d'autant plus dans le contexte actuel d'insécurité de l'approvisionnement en gaz russe. Technique éprouvée depuis plus de cinquante ans pour stocker du gaz naturel, le stockage souterrain en cavité saline est l'une des méthodes les plus prometteuses pour répondre au besoin d'un stockage de l'hydrogène à la fois massif et à haute réactivité, afin de maîtriser l'intermittence de la production d'hydrogène renouvelable. Le développement d'une telle solution de stockage diminuera par ailleurs les coûts pour l'ensemble de la chaîne opérationnelle de l'hydrogène. Sa mise en œuvre à grande échelle nécessite toutefois la validation préalable de certains paramètres techniques. C'est dans cette optique que la société Storengy a lancé le projet HyPSTER, qui constitue le premier projet pilote de stockage d'hydrogène pur en cavité saline afin d'en assurer la reproductibilité sur le plan économique et industriel. Dans cet article, nous présentons les problématiques techniques nouvelles soulevées par le stockage d'hydrogène en cavité saline, ainsi qu'une analyse de son intérêt sur le plan stratégique.

Introduction

HyPSTER, un projet qui s'inscrit dans les objectifs de la Commission européenne

Face à l'urgence climatique, l'hydrogène est considéré comme l'une des solutions énergétiques les plus prometteuses. Ce vecteur énergétique permet en effet de stocker de l'électricité sur des temps longs et en quantité importante. La volonté de développer l'hydrogène est partagée au niveau européen ; ainsi, dans son récent plan « REPower EU »⁽¹⁾, la Commission européenne (CE) prévoit une consommation annuelle d'hydrogène renouvelable de 20 millions de tonnes (Mt) en Europe d'ici à 2030. Afin de favoriser l'émergence de l'hydrogène renouvelable, d'assurer une sécurité de l'approvisionnement et de minimiser les coûts totaux de la chaîne opérationnelle, une solution de stockage massif et flexible d'hydrogène doit être développée.

⁽¹⁾ Le plan « REPower EU », exposé en mai 2022 par la CE, vise à réduire la dépendance européenne aux hydrocarbures russes. Ce plan présente l'hydrogène comme une solution pour parvenir à une souveraineté énergétique européenne. L'objectif communiqué de 20 Mt est par ailleurs bien supérieur aux 5,6 Mt prévues dans le paquet de mesures « Ajustement à l'objectif 55 », présenté en juillet 2021 et regroupant des propositions visant à concrétiser la réduction d'au moins 55 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici à 2030, une ambition formulée en juin 2021 à travers la loi européenne sur le climat.

Dans l'hypothèse la plus basse, en 2030, il sera nécessaire de stocker 78 TWh d'hydrogène à l'échelle de l'Europe, soit 10 % de la consommation totale d'hydrogène (voir la Figure 1 de la page suivante).

Consciente de la nécessité d'un déploiement rapide de la filière du stockage de l'hydrogène, la société Storengy, filiale du groupe Engie spécialisée dans le stockage souterrain de gaz naturel, a lancé le projet HyPSTER (Hydrogen Pilot Storage for large Ecosystem Replication). Développé par Storengy sur son site d'Etrez (dans le département de l'Ain), HyPSTER est le premier projet pilote de stockage d'hydrogène pur en cavité saline. Bénéficiant d'une aide de 5 M€ de la CE via le Clean Hydrogen Partnership, HyPSTER est le premier démonstrateur de stockage d'hydrogène souterrain à haute réactivité (Underground Hydrogen Storage (UHS))⁽²⁾. La participation de neuf partenaires (Armines – École polytechnique, Axelera, Brouard Consulting, Element Energy, Equinor, ESK, l'Ineris, Inovyn et Storengy) d'origines française, allemande, britannique et norvégienne ancre le projet dans une dynamique européenne.

⁽²⁾ L'on parle d'un stockage « à haute réactivité » si celui-ci permet des modulations rapides et fréquentes – à l'échelle de l'heure – du débit d'injection et de celui de soutirage (c'est-à-dire de récupération) du gaz.

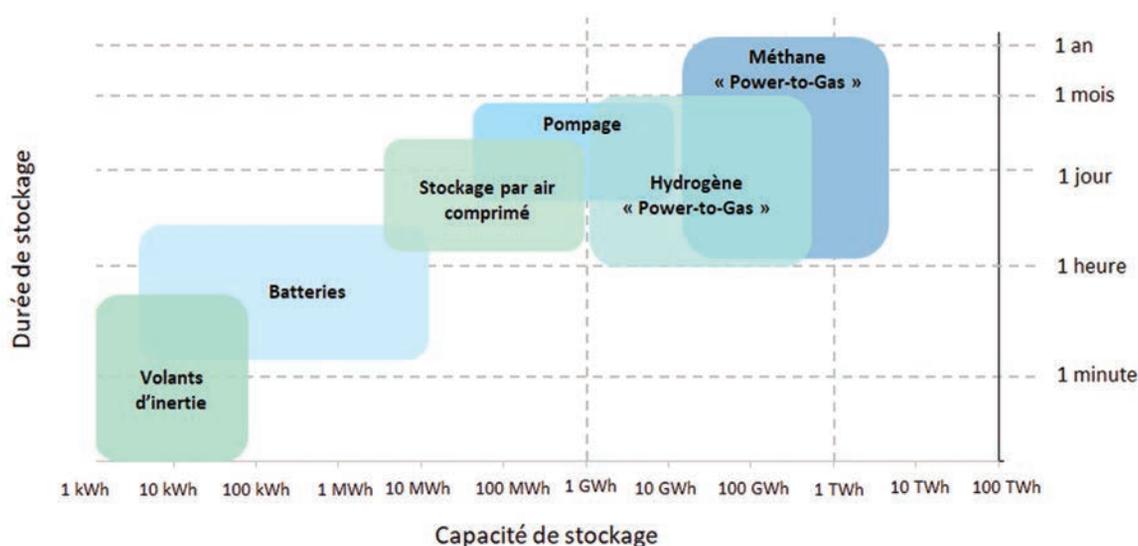


Figure 1 : Durée et capacité de stockage pour différents types de stockage, adapté de MOORE J. & SHABANI B. (2016) [1].

Objectifs du projet et nécessité du développement de l'UHS

Le projet HyPSTER a pour finalité de tester en conditions industrielles le stockage d'hydrogène en cavité saline à haute réactivité, ainsi que d'évaluer sa reproductibilité technique et économique, et par là même de poser les bases du développement de la filière UHS (voir la Figure 2 ci-après).

Le projet HyPSTER et plus globalement, l'UHS permettront à court terme l'émergence d'un écosystème de l'hydrogène renouvelable en apportant une solution à l'intermittence de la production d'électricité renouvelable. De même, l'UHS offrira la possibilité à chaque acteur de la chaîne opérationnelle de l'hydrogène de minimiser ses coûts et de respecter les contraintes législatives en matière d'énergie renouvelable. Enfin, l'UHS permettra non seulement de réduire fortement la dépendance énergétique aux hydrocarbures russes, mais aussi d'assurer une sécurité d'approvisionnement aux industriels et flottes de véhicules recourant à l'hydrogène, notamment lors de délestages⁽³⁾ ou des maintenances d'électrolyseurs.

Sur le plus long terme, l'UHS permettra au réseau électrique d'intégrer une forte proportion d'électricité renouvelable de manière optimisée *via* la solution de « power to gas to power » – procédé de transformation de l'électricité en hydrogène par électrolyse de

l'eau, puis de reconversion de l'hydrogène en électricité. En effet, l'éolien et le solaire photovoltaïque seront, à l'horizon 2050, les deux sources principales du mix électrique français dans les scénarios du gestionnaire du réseau électrique français, RTE ; ils représenteront respectivement, en moyenne, 40 et 25 % de la production électrique [2]. L'UHS permettra alors de gommer les écarts entre la production intermittente et la consommation électrique, cela en stockant l'électricité lorsque celle-ci sera produite en abondance, puis en retransformant l'hydrogène lorsque la production ralentira en raison du peu de vent ou de soleil.

Après une introduction portant sur les particularités des dispositifs de stockage souterrain du gaz, nous présenterons dans cet article les problématiques techniques qui découlent de la spécificité d'HyPSTER. Puis nous approfondirons l'intérêt stratégique de ce projet.

Le stockage du gaz dans le sous-sol

État actuel du stockage souterrain de gaz en France

Le stockage de gaz naturel en sous-sol est une activité d'intérêt national, qui joue un rôle majeur dans le lissage et la sécurisation de la consommation énergétique française. Le gaz stocké couvre en effet près de 25 % de la consommation annuelle du pays en gaz et 50 % de sa consommation hivernale, voire plus en période de grand froid. Deux opérateurs se partagent cette mission : Storengy, qui gère la majeure partie des stocks français (100 TWh par rapport à une capacité totale de 130 TWh), et Teréga, gestionnaire du réseau de transport et de stockage du gaz du Sud-Ouest.

⁽³⁾ Un délestage consiste en l'organisation par le gestionnaire du réseau électrique de coupures d'électricité localisées, temporaires et réparties sur le territoire. Cette décision est prise lorsqu'il n'y a pas suffisamment d'électricité pour faire face à la consommation, avec pour finalité d'éviter une coupure de plus grande ampleur.



Figure 2 : Planning de réalisation du projet HyPSTER – Photo©Storengy.

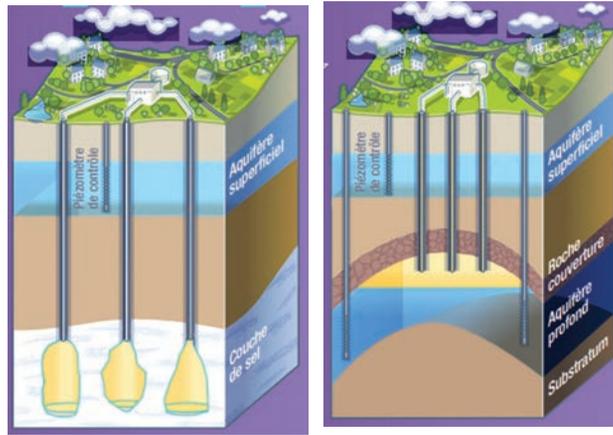


Figure 3 : Schémas du stockage en cavité saline (à gauche) et en aquifère profond (à droite), tiré de INERIS (2016) [3] – ©INERIS.

Pour son stockage en sous-sol, le gaz naturel est comprimé à une pression de 40 à 270 bars, avant d'être injecté soit en nappe aquifère profonde (entre 400 et 1 200 mètres de profondeur), soit en cavité saline (entre 900 et 1 600 mètres). Un aquifère profond est un réservoir d'eau non potable constitué d'une roche poreuse : le stockage du gaz y est réalisé en chassant l'eau située dans la porosité de la roche. Le stockage en cavité saline nécessite, quant à lui, un forage permettant d'atteindre une formation géologique de sel et, par l'injection d'eau, de dissoudre cette poche de sel pour obtenir une cavité artificielle. Il s'agit ensuite de chasser la saumure formée avec le gaz à stocker (voir la figure 3 ci-dessus).

La complémentarité de ces deux types de stockage réside dans la quantité de gaz stockable et dans la réactivité au soutirage : tandis qu'un aquifère permet de stocker en moyenne 1 milliard de Nm³(4) de gaz, le volume géométrique d'une cavité saline dépasse rarement le million de m³, ce qui permet donc de stocker en général entre 10 et 100 millions de Nm³ de gaz [3]. En revanche, un aquifère est beaucoup moins réactif : du fait de la percolation du gaz dans la porosité de la roche, il est parfois nécessaire d'amorcer les soutirages plusieurs semaines à l'avance. À l'inverse,

(4) Un Nm³, ou « normo mètre cube », d'un certain gaz est la quantité de ce gaz contenue dans un volume d'1 m³ dans des conditions normales de température et de pression (CNTP), soit 0 degré Celsius et 1 013 bars.

un stock de gaz en cavité saline peut être entièrement extrait en quelques jours seulement [3].

Le stockage d'hydrogène en cavité saline

Nous avons déjà la certitude que l'hydrogène peut être stocké en cavité saline dans de bonnes conditions de sécurité et sur de longues périodes(5), comme c'est le cas pour les quatre sites de stockage d'hydrogène en cavité saline existant dans le monde (trois sites au Texas et un au Royaume-Uni). Néanmoins, ces stockages sont peu modulés (seules de petites quantités sont occasionnellement soutirées).

Or, pour répondre à l'intermittence de la production d'électricité renouvelable, le stockage doit être flexible. L'injection et le soutirage de l'hydrogène doivent être modulables sur différentes échelles de temps, allant de modulations journalières (stockage de l'hydrogène lors du pic d'ensoleillement en début d'après-midi, soutirage en fin d'après-midi et le lendemain matin pour assurer la continuité de l'activité) à des modulations saisonnières (stockage de l'hydrogène en été lorsqu'il y a beaucoup de soleil, et soutirage en hiver) (voir la Figure 4 ci-dessous).

En 2023, HyPSTER sera donc le premier projet de stockage d'hydrogène en cavité saline à haute réactivité à être en opération.

(5) Depuis 1972, au Royaume-Uni, et depuis 1983, au Texas (pour les premières cavités) [5].

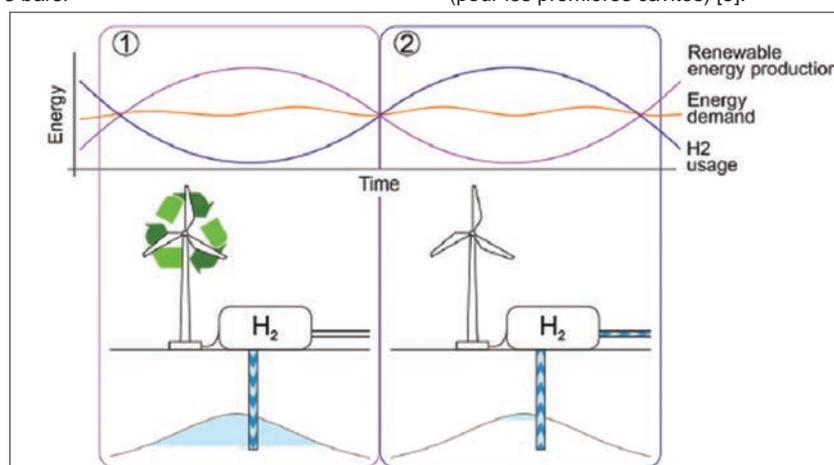


Figure 4 : Utilité du stockage d'hydrogène pour assurer un rééquilibrage entre production et consommation – Source : HEINEMANN N. et al. (2021) [4] – ©The Royal Society of Chemistry 2021.

Déroulement du projet HyPSTER et problématiques techniques étudiées

La cavité EZ53

Le projet HyPSTER est en phase de réalisation sur le site de stockage d'Étrez, qui se situe à proximité de Bourg-en-Bresse. Storengy y exploite actuellement vingt cavités salines⁽⁶⁾. La cavité EZ53, aujourd'hui inutilisée et remplie de saumure, a été choisie pour la réalisation des essais de stockage de l'hydrogène. Bien qu'étant de petite taille par comparaison aux autres cavités exploitées par Storengy, sa capacité totale de stockage en hydrogène est de 80 tonnes, dont 44 tonnes utilisables⁽⁷⁾, soit l'équivalent du remplissage de 1 760 réservoirs de bus à hydrogène (voir la Figure 5 ci-dessous).

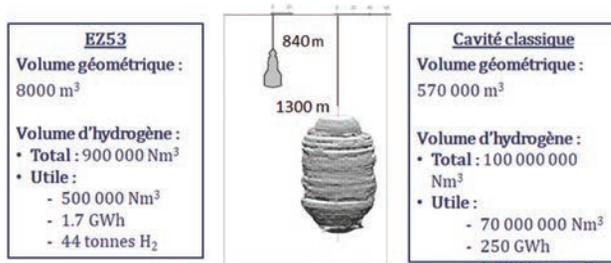


Figure 5 : Comparaison des capacités volumétriques de la cavité EZ53 avec celles d'une cavité de taille classique – Source : Storengy.

⁽⁶⁾ Le site d'Étrez, qui est en exploitation depuis quarante ans, assure la sécurité d'approvisionnement de 11 millions de consommateurs de gaz.

⁽⁷⁾ Il faut constamment conserver une pression minimale au sein de la cavité, donc une quantité minimale d'hydrogène ; inexploitable, cette petite quantité, appelée « gaz coussin », sert au soutènement mécanique de la cavité.

Problématiques techniques étudiées dans le cadre du projet

Au cours du deuxième semestre 2023, 3 tonnes d'hydrogène seront injectées dans la cavité EZ53. Celle-ci sera ensuite soumise à une centaine de cycles de compression et de détente par injection et soutirage de saumure ; ces cycles de variation des pressions seront représentatifs des conditions d'exploitation d'un futur stockage d'hydrogène. En fin d'expérimentation, une partie de l'hydrogène sera soutiré et analysé (voir la Figure 6 ci-après).

Le protocole mis en œuvre dans le cadre du projet permettra de valider plusieurs aspects techniques et opérationnels afin de sécuriser l'industrialisation du procédé à très grande échelle :

- l'adaptation des équipements (tuyauterie et complé- tion⁽⁸⁾) aux spécificités du stockage de l'hydrogène et à la fréquence élevée des modulations ;
- l'étanchéité de la cavité saline afin d'éviter tout risque de fuite d'hydrogène vers la surface ;
- l'interaction de l'hydrogène stocké avec son environnement souterrain. En effet, les risques de dissolution de l'hydrogène et de réactions chimiques ou biochimiques impliquant l'hydrogène n'ont pas encore été totalement écartés [5]. Une caractérisation de la composition du gaz après soutirage permettra alors de dimensionner une éventuelle installation de post-traitement afin d'assurer la qualité de l'hydrogène requise pour un usage industriel ou des applications de mobilité⁽⁹⁾.

⁽⁸⁾ La complé- tion correspond à l'ensemble des installations reliant la cavité à la surface pour réaliser les opérations d'injection et de soutirage.

⁽⁹⁾ D'après la norme ISO 14687, la pureté minimale de l'hydrogène pour la mobilité est de 99,97 %.

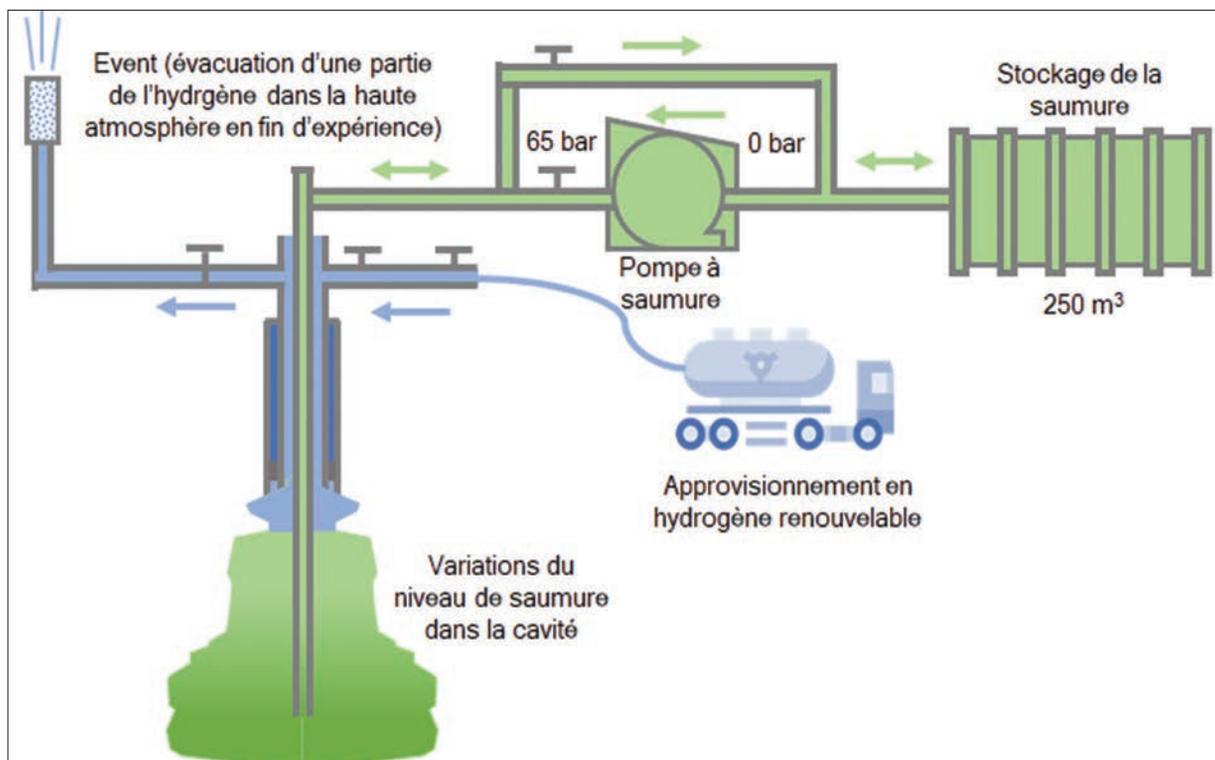


Figure 6 : Schématisation de l'expérimentation HyPSTER – Source : Storengy.

Intérêt stratégique et valeur du stockage d'hydrogène en cavité saline

Au-delà de l'étude des nouvelles problématiques techniques qu'il sous-tend, l'enjeu du projet HyPSTER est également de démontrer l'intérêt stratégique de l'UHS pour l'ensemble des parties prenantes du marché de l'hydrogène. La notion de valeur donnée par l'Association française pour l'analyse de la valeur (AFAV)⁽¹⁰⁾ nous a semblé adaptée pour approcher au mieux les enjeux stratégiques couverts par ce type de stockage (voir la figure 7 ci-après).

Intérêt stratégique à court terme (à horizon 2030)

À court terme, le stockage souterrain d'hydrogène présente une forte valeur, car il favorise le démarrage de la filière Hydrogène renouvelable, et ce d'autant plus qu'il bénéficie à l'ensemble des parties prenantes. Le stockage fait en effet le lien entre la production intermittente d'hydrogène renouvelable et la consommation industrielle, dont le profil est plat.

Cette valeur de démarrage résulte de plusieurs facteurs. D'abord, l'UHS permet d'éviter les surinvestissements dans la construction d'autres éléments d'infrastructure. En effet, grâce à la flexibilité apportée par le stockage, les producteurs ne sont pas obligés de surdimensionner leurs électrolyseurs ; de même, les opérateurs du réseau électrique peuvent alléger le renforcement de leurs infrastructures, car les risques de congestion sont évités. La valeur système

⁽¹⁰⁾ Il existe de nombreuses conceptions de la valeur d'un produit. La définition donnée par l'AFAV, disponible sur son site Internet, est la suivante : la valeur d'un produit est une grandeur proportionnelle à la satisfaction des besoins de chaque partie prenante (personnes, entités ou groupes concernés par le produit) et est inversement proportionnelle au coût global du produit, c'est-à-dire au coût de l'ensemble des ressources consommées : investissement, exploitation, maintenance, communication, recyclage...

de l'UHS permet ainsi d'économiser jusqu'à 25 %⁽¹¹⁾ des coûts totaux du système.

La valeur environnementale de l'UHS joue également un rôle important dans le démarrage de la filière de l'hydrogène renouvelable, compte tenu du cadre réglementaire dans laquelle elle s'inscrit. En effet, des négociations sont actuellement en cours entre la Commission européenne et le Parlement européen au sujet de deux critères de définition de l'hydrogène renouvelable qui seront mis en application d'ici à la fin de la décennie : la corrélation horaire et le principe d'additionnalité.

Tout d'abord, la corrélation horaire obligera les fournisseurs d'hydrogène renouvelable à s'adapter heure par heure à la composition du mix électrique. Afin d'être considéré comme renouvelable, l'hydrogène devra être produit à certaines heures de la journée, concomitamment avec la production électrique renouvelable. Les fournisseurs pourront alors respecter leur contrat avec le consommateur, qui devra, quant à lui, respecter des quotas d'utilisation de l'hydrogène renouvelable (dans le cadre du plan « REPower EU », la Commission envisage l'obligation pour les industriels de consommer *a minima* 78 % d'hydrogène renouvelable). La réactivité horaire de l'UHS permettra alors aux fournisseurs de respecter la corrélation horaire et aux consommateurs de se conformer au cadre fixé par la législation européenne.

Ensuite, l'UHS va faciliter la mise en œuvre du principe d'additionnalité qui va rendre obligatoire la création de nouvelles capacités de production d'électricité renouvelable pour alimenter de nouveaux électrolyseurs.

Enfin, l'UHS va permettre au fournisseur d'arbitrer entre production et soutirage pour répondre à la demande en hydrogène : lorsque la demande en électricité sera faible, le producteur d'hydrogène pourra valoriser une

⁽¹¹⁾ Ce taux ainsi que le suivant sont issus de travaux de modélisation réalisés par Storengy.

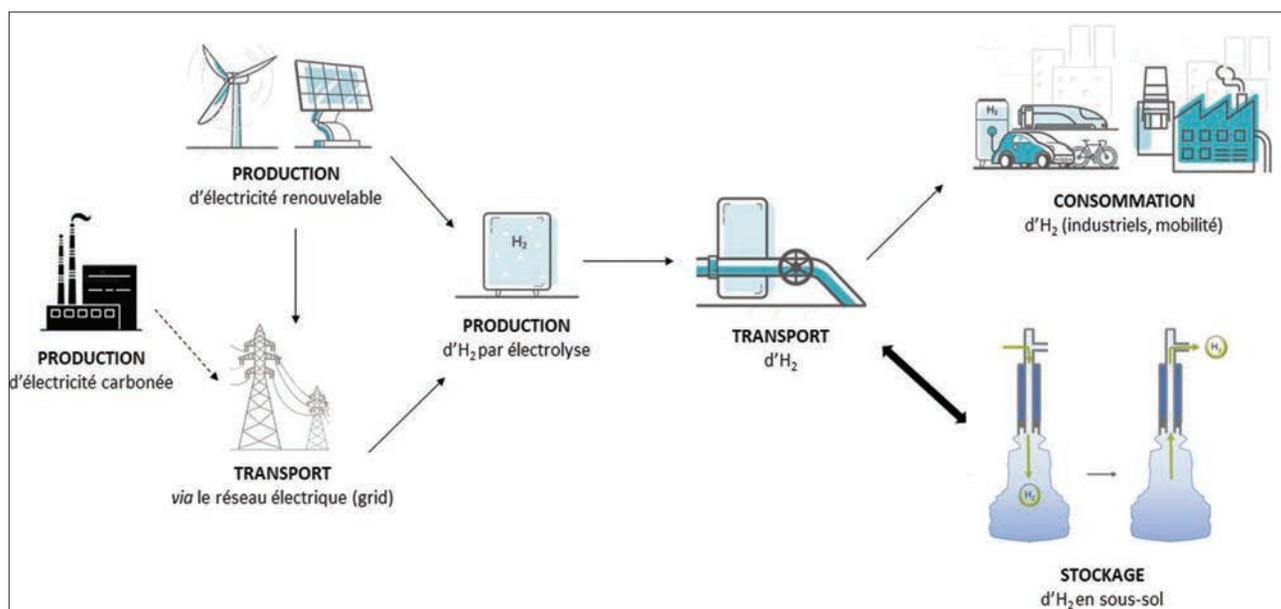


Figure 7 : Chaîne opérationnelle de la filière hydrogène renouvelable – Source : Storengy.

électricité renouvelable qui sera de fait abondante et à bas coût⁽¹²⁾. Inversement, lorsque l'électricité sera carbonée et plus chère, le soutirage des quantités stockées permettra au fournisseur d'assurer au consommateur un approvisionnement en hydrogène renouvelable à coût réduit. La valeur d'arbitrage du stockage doit ainsi permettre une diminution allant jusqu'à 22 % du coût global de l'hydrogène.

Intérêt stratégique à plus long terme (à horizon 2050)

L'intérêt stratégique de l'UHS est également de taille à plus long terme, puisqu'il doit apporter une solution viable à l'intermittence des sources d'électricité renouvelable. L'UHS assurera aux producteurs d'électricité intermittente un débouché en évitant le risque d'écêtement, c'est-à-dire de perte de l'électricité excédentaire ne pouvant être stockée lorsque l'offre est supérieure à la demande. L'écêtement est aujourd'hui une réalité en Allemagne⁽¹³⁾ et le deviendra en France au cours des prochaines décennies, d'après les prévisions de RTE. La valeur assurantielle de l'UHS se traduit également du côté des consommateurs d'hydrogène, qui, grâce à cette forme de stockage, seront assurés d'un approvisionnement massif en cas de rupture sur la chaîne d'approvisionnement, notamment lors de la défaillance d'électrolyseurs et des travaux de maintenance de ceux-ci, ou encore lors des périodes de délestage.

Grâce à la reconversion en électricité de l'hydrogène soutiré, l'UHS constituera également, en permettant un approvisionnement massif en électricité, une solution de secours pour pallier des indisponibilités du parc électrique (maintenance d'équipements, faible ensoleillement...), des situations auxquelles les solutions de stockage d'électricité existantes ne permettent pas de répondre sur des périodes de longue durée. Toutefois, le rendement actuel du « power to gas to power » n'est

⁽¹²⁾ Le lien entre prix et caractère renouvelable de l'électricité du réseau est lié à la logique du « merit order ». En effet, les unités de production électrique qui sont sollicitées en priorité sont celles dont les coûts marginaux sont les plus faibles – en l'occurrence, ce sont les sources d'électricité renouvelable intermittente, dont la production est perdue si elle n'est pas utilisée sur le moment. Lorsque la demande en électricité est élevée (en période hivernale, par exemple), les unités à forte capacité de production, comme les centrales thermiques, sont sollicitées, même si leur coût marginal est plus élevé. Cela implique simultanément une augmentation du coût moyen du kWh électrique, et une carbonisation du réseau. À l'inverse, lorsque l'électricité du réseau est entièrement renouvelable, le prix du kWh électrique est bas.

⁽¹³⁾ D'après les données de l'Agence fédérale allemande des réseaux, le volume des écêtements s'est élevé à 6 146 GWh en 2020.

que de 25 % environ, contre 70 % pour le stockage électrochimique en batteries [6] : l'augmentation du nombre des applications du « power to gas to power » sera donc conditionnée par les améliorations de rendement de la chaîne hydrogène.

Conclusion

Le stockage d'hydrogène en sous-sol est ainsi un élément clé pour atteindre la neutralité carbone en 2050, mais aussi pour renforcer notre indépendance énergétique. Faisant le lien entre production intermittente et consommation d'hydrogène, l'UHS présente de nombreux atouts pour contribuer au lancement de la filière Hydrogène renouvelable : outre une minimisation du coût global du système, il permet à l'ensemble des acteurs de se conformer plus facilement aux législations européennes applicables en matière d'énergies renouvelables. Par son caractère pionnier et les enseignements techniques qui seront tirés de l'expérimentation en conditions industrielles en cours, le projet HyPSTER est un jalon fondamental du développement du stockage de l'hydrogène, brique indispensable pour la filière considérée.

Bibliographie

- [1] MOORE J. & SHABANI B. (2016), "A Critical Study of Stationary Energy Storage Policies in Australia in an International Context: The Role of Hydrogen and Battery Technologies", Figure 3, p. 4.
- [2] RTE (2021), « Futurs énergétiques 2050 – Principaux résultats », p. 17.
- [3] INERIS (2016), « Le stockage souterrain dans le contexte de la transition énergétique », *Ineris Références*, septembre.
- [4] HEINEMANN N. *et al.* (2021), "Enabling large-scale hydrogen storage in porous media – The scientific challenges", The Royal Society of Chemistry, p. 2.
- [5] REVEILLERE A., FOURNIER C., KARIMI-JAFARI M. & COURAULT C. (2022), "Enabling Large-Scale Hydrogen Storage in Salt Caverns: Recent Developments", *Solution Mining Research Institute Spring 2022 Technical Conference*, Geostock, Rueil-Malmaison (France), GeostockSandia, Houston (Texas – États-Unis).
- [6] BODINEAU L. & SACHER P. (2020), « Rendement de la chaîne hydrogène – Cas du "power-to-H2-to-power" », Ademe.

Decoupled Water Splitting for Green Hydrogen Production: Reshaping Water Electrolysis

By Avner ROTHSCCHILD

Department of Materials Science and Engineering, Technion – Israel Institute of Technology, Haifa, Israel

Hen DOTAN

H2Pro, 2 Ha-Tokhen street, Caesarea Business and Industrial Park, Israel

And Gideon GRADER

Department of Chemical Engineering, Technion – Israel Institute of Technology, Haifa, Israel

Green hydrogen production at scale is essential to fight global warming and climate change. The present water electrolysis technologies present significant barriers to meet this challenge, due to high system and operational costs that emerge from the need to divide each cell into gas-tight cathodic and anodic compartments to avoid mixing hydrogen with oxygen, and from intrinsic energy losses in the complex oxygen evolution reaction. Recent efforts to overcome these barriers include transformative approaches to decouple the hydrogen and oxygen evolution reactions using soluble redox couples or solid redox electrodes that mediate the ion exchange between the primary electrodes such that hydrogen and oxygen are generated at different times and/or different cells. This leads the way to membraneless electrolyzer architectures that can enhance safety, reduce system costs, and provide operational advantages such as high-pressure hydrogen production. In particular, E-TAC water splitting offers these advantages as well as ultrahigh efficiency and compact design of rolled electrode assemblies, opening new frontiers for advanced water electrolysis.

Introduction

Green hydrogen produced from water using electricity from renewable energy sources such as solar and wind is essential to reduce CO₂ emissions, especially in hard-to-abate industrial sectors such as steel, cement and ammonia production. Such hydrogen is a critical component in the energy transition to fight climate change. Energy economy analysts estimate it will contribute between 12 and 22% of the global energy demand in 2050⁽¹⁾. The present technologies for green hydrogen production are alkaline water electrolysis (AWE) and polymer electrolyte membrane water electrolysis (PEMWE). In addition, high-temperature solid oxide water electrolysis (SOWE) emerges as a new technology that promises ultrahigh efficiency but struggles to achieve long-term stability, especially under thermal cycling, as well as low cost⁽²⁾.

One thing in common to all three technologies is the coupling between the hydrogen and oxygen evolution reactions (HER and OER, respectively), where both

reactions occur concurrently in the same electrolytic cell⁽³⁾. Therefore, a Nafion membrane (in PEMWE)⁽⁴⁾ or Zirfon diaphragm (in AWE)⁽⁵⁾ divides the cell into two gas-tight compartments to avoid hazardous H₂/O₂ mixing, as illustrated schematically in Figure 1 from the page 145. This membrane electrolysis architecture complicates the electrolyzer's construction by adding gaskets and compression sealing over large areas to prevent H₂/O₂ crossover. This adds substantial costs and limits operation at high pressures and low-purity water.

Energy conversion efficiency is another grand challenge for this energy-intensive technology, where alkaline electrolyzers consume between 50 and 78 kWh per kg

⁽¹⁾ SÖNNICHSEN N. (2022), "Global hydrogen demand estimates as share of total energy 2050", by outlook scenario, Statista.

⁽²⁾ International Renewable Energy Agency – IRENA (2020), "Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal", report.

⁽³⁾ CHATENET M., POLLET B. G., DEKEL D. R., DIONIGI F., DESEURE J., MILLET P., BRAATZ R. D., BAZANT M. Z., EIKERLING M., STAFFELL I., BALCOMBE P., SHAO-HORN Y. & SCHÄFER H. (2022), "Water electrolysis: from textbook knowledge to the latest scientific strategies and industrial developments", *Chem. Soc. Rev.* 51, pp. 4583-4762.

⁽⁴⁾ AYERS K., DANILOVIC N., HARRISON K. & XU H. (2021), "PEM electrolysis, a forerunner for clean hydrogen", *Electrochem. Soc. Interface* 30, p. 67.

⁽⁵⁾ BRAUNS J., SCHÖNEBECK J., KRAGLUND M. R., AILI D., HNÁT J., ŽITKA J., MUES W., JENSEN J. O., BOUZEK K. & TUREK T. (2021), "Evaluation of diaphragms and membranes as separators for alkaline water electrolysis", *J. Electrochem. Soc.* 168, 014510.

of hydrogen produced⁽²⁾, which translates to a system efficiency of 50 to 79% based on the higher heating value (HHV) of hydrogen (39.4 kWh/kg_{H₂}). PEM electrolyzers consume a bit more energy (50-83 kWh/kg_{H₂}) than their alkaline counterparts, whereas high-temperature solid oxide electrolyzers present higher efficiency (45-55 kWh/kg_{H₂}) but also higher capital costs and shorter lifetime compared to their low-temperature alkaline and PEM counterparts⁽²⁾. Thus, 25 to 50% of the electrical energy is lost in vain in traditional water electrolysis. The lion's share of this loss, in state-of-the-art electrolyzers, arises from the OER due to a thermodynamic barrier that emerges from the four proton-coupled electron transfer steps necessary to produce an O₂ molecule, which leads to a high overpotential of 0.3-0.4 V at the onset of oxygen evolution⁽⁶⁾.

These drawbacks burden the cost of green hydrogen production, and the dependence on critical raw materials of alkaline, PEM and solid oxide electrolyzers limits their scale-up potential⁽⁷⁾. Overcoming these barriers is necessary to reach green hydrogen production⁽²⁾ at terawatt scale in order to support the Net Zero transition. Incremental improvements of present technologies support reaching short-term goals, but frontier research and innovation that aim at developing breakthrough materials and processes for next generation technologies are necessary to achieve long-term goals. Thus, advanced materials and novel cell designs for next generation water electrolysis technologies is a topmost research priority towards Net Zero⁽⁸⁾. In particular, membraneless cell architectures present a promising potential for cost reduction, compact and more efficient systems as well as operational advantages such as high-pressure hydrogen production⁽⁹⁾. Specifically, decoupled water electrolysis (DWE) where the HER and OER are decoupled in time and/or place presents an emerging concept that attracts growing interest in the past decade⁽¹⁰⁾ and ⁽¹¹⁾. This decoupling leads the way to safe operation without membranes in some DWE

schemes, as in the case of E-TAC water electrolysis⁽¹²⁾, and provides new opportunities to reshape water electrolysis and potentially overcome the fundamental barriers of this two centuries-old technology⁽¹³⁾.

Decoupled water electrolysis (DWE)

DWE was first reported by Symes and Cronin in 2013, based on adding to the electrolyte a soluble redox couple (SRC) that functions as an electron-coupled-proton buffer and mediates the proton exchange between the anodic and cathodic reactions (OER and HER, respectively), as illustrated schematically in Figure 1b from the page 145⁽¹⁴⁾. Despite generating oxygen and hydrogen in different stages, a membrane was still required to prevent redox shuttling between the anode and cathode, and the efficiency was lower (52%_{HHV}) than in conventional water electrolysis. Low efficiency is an inherent disadvantage of this method since the oxidation and reduction overpotentials of the SRC add up to those of the OER and HER, thus necessitating a larger voltage than in conventional water electrolysis⁽¹³⁾. Subsequent studies pursuing this approach introduced different SRCs and operation schemes, but the efficiency remained low and a membrane was still necessary^(10,11) and ⁽¹³⁾. Another disadvantage common to all the systems reported employing this approach is the use of platinum group metal (PGM) catalysts due to operation in acidic electrolytes where non-noble metals and their oxides are unstable.

A different DWE approach was reported by Chen *et al.*⁽¹⁵⁾ and by Landman *et al.*⁽¹⁶⁾, using solid redox electrodes (SRE) instead of SRC, and operating in alkaline instead of acidic electrolytes. Using nickel (oxy) hydroxide electrodes from rechargeable alkaline batteries (e.g., the cathodes in NiCd batteries) as auxiliary electrodes that mediate the OH⁻ exchange between the cathode and anode of alkaline water electrolysis, the electrolytic cell is divided into two separated cells that generate hydrogen and oxygen remotely from each other, as illustrated schematically in Figure 1c from the page 145. This enables operation without membranes/diaphragms, paving the way for membraneless

⁽⁶⁾ MAN I. C., SU H.-Y., CALLE-VALLEJO F., HANSEN H. A., MARTÍNEZ J. I., INOGLU N. G., KITCHIN J., JARAMILLO T. F., NØRSKOV J. K. & ROSSMEISL J. (2011), "Universality in oxygen evolution electrocatalysis on oxide surfaces", *ChemCatChem* 3, pp. 1159-1165.

⁽⁷⁾ KIEME S. I. S., MOLINKA T., LEHNER F., FULL J., SAUER A. & MIEHE R. (2021), "Critical materials for water electrolyzers at the example of the energy transition in Germany", *Int. J. Energy Res.* 45, pp. 9914-9935.

⁽⁸⁾ Hydrogen Europe Research (2022), position paper titled "For a long perspective impact of European Research and Industrial Sectors".

⁽⁹⁾ ESPOSITO D. V. (2017), "Membraneless electrolyzers for low-cost hydrogen production in a renewable energy future", *Joule* 1, pp. 651-658.

⁽¹⁰⁾ MCHUGH P. J., STERGIOU A. D. & SYMES M. D. (2020), "Decoupled electrochemical water splitting: From fundamentals to applications", *Adv. Energy Mater* 10, 2002453.

⁽¹¹⁾ IFKOVITS Z. P., EVANS J. M., MEIER M. C., PAPADANTONAKIS K. M. & LEWIS N. S. (2021), "Decoupled electrochemical water-splitting systems: a review and perspective", *Energy Environ. Sci.* 14, pp. 4740-4759.

⁽¹²⁾ DOTAN H., LANDMAN A., SHEEHAN S. W., MALVIYA K. D., SHTER G. E., GRAVE D. A., ARZI Z., YEHUDAI N., HALABI M., GAL N., HADARI N., COHEN C., ROTHSCHILD A. & GRADER G. S. (2019), "Decoupled hydrogen and oxygen evolution by a two-step electrochemical – Chemical cycle for efficient overall water splitting", *Nature Energy* 4, pp. 786-795.

⁽¹³⁾ LANDMAN A., ROTHSCHILD A. & GRADER G. (2021), "New electrolyzer principles: Decoupled water splitting", in *Hydrogen Production by Water Electrolysis*, edited by SMOLINKA T. & GÄRCHE J., Elsevier.

⁽¹⁴⁾ SYMES M. D. & CRONIN L. (2013), "Decoupling hydrogen and oxygen evolution during electrolytic water splitting using an electron-coupled-proton buffer", *Nature Chemistry* 5, pp. 403-409.

⁽¹⁵⁾ CHEN L., DONG X., WANG W. & XIA Y. (2016), "Separating hydrogen and oxygen evolution in alkaline water electrolysis using nickel hydroxide", *Nature Communication* 7, 11741.

⁽¹⁶⁾ LANDMAN A., DOTAN H., SHTER G. E., WULLENKORD M., HOUAIJIA A., MALJUSCH A., GRADER G. S. & ROTHSCHILD A. (2017), "Photoelectrochemical water splitting in separate oxygen and hydrogen cells", *Nature Materials* 16, pp. 646-651.

decoupled water electrolysis (MLDWE). The disadvantage of replacing the mobile SRC that flows with the electrolyte from one cell to another by stationary SRE is that this requires batch operation to regenerate the auxiliary electrodes when they reach their maximal capacity, whereas SRCs support continuous operation as in traditional electrolyzers^(10, 11 and 13) Although the reported systems are less efficient than AWE^(15 and 16) for the same reason as described above for the case of SRC, they might serve unique purposes such as photoelectrochemical water splitting with centralized hydrogen production^(16 and 17).

Another DWE approach was reported by Rausch *et al.*⁽¹⁸⁾, introducing an electrochemical – Chemical cycle (ECC) whereby an SRC (silicotungstic acid) was

reduced electrochemically at the cathode while oxygen evolved at the anode of an electrolytic cell, and then transferred into another cell where it was oxidized chemically and released hydrogen upon contact with a platinum catalyst (without applying electricity). The electrolytic efficiency was 62%_{HHV}, lower than in conventional water electrolysis, and a membrane was used to prevent redox shuttling in the electrolytic cell. Other ECCs with different SRCs were reported, in acidic electrolytes, using PGM catalysts and achieving lower efficiency than in conventional water electrolysis^(10,11 and 13).

E-TAC water splitting

An exciting breakthrough in DWE was reported by Dotan *et al.* in 2019, introducing an electrochemical – Thermally-activated chemical (E-TAC) cycle that divides the OER into two sub-reactions and enables operation at near thermoneutral conditions⁽¹²⁾. In the first stage (E), a cobalt-doped nickel hydroxide anode was charged to nickel oxyhydroxide while hydrogen evolved at the cathode. This stage was done in a cold (~25°C) alkaline electrolyte (lye), and it was stopped before

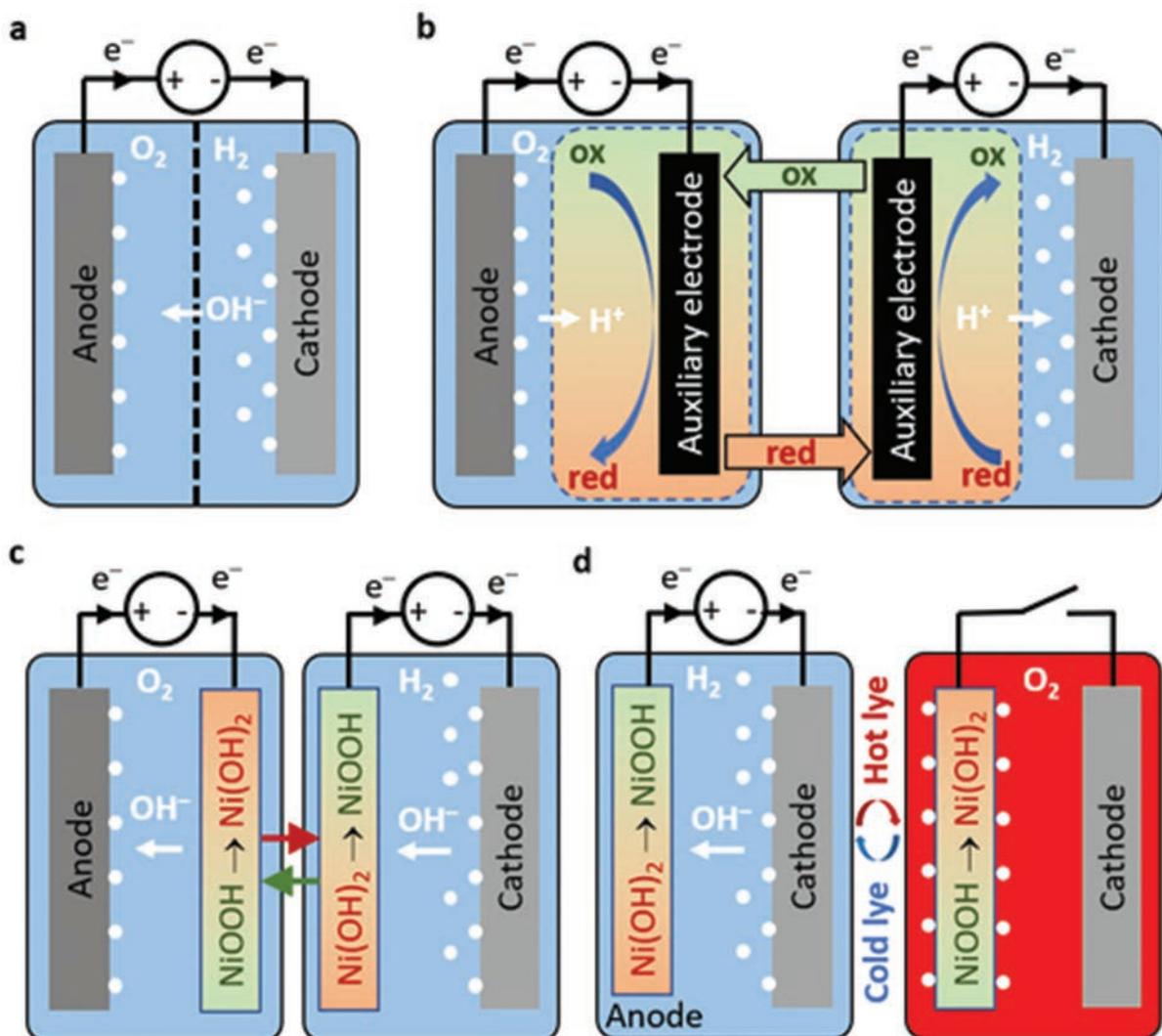


Figure 1: Schematic illustrations of the basic operation at cell level in: a) alkaline water electrolysis; b) decoupled water electrolysis with a soluble redox couple; c) decoupled water electrolysis with solid redox electrodes; and d) electrochemical – thermally-activated chemical (E-TAC) decoupled water electrolysis.

oxygen started to evolve at the charged anode, such that only hydrogen was produced in this stage. Then, in the second stage (TAC), the cold lye was replaced by a hot (95°C) lye that induced a fast spontaneous reaction between the charged anode and water, regenerating the anode back to its initial state while producing oxygen, $4\text{NiOOH} + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 4\text{Ni}(\text{OH})_2 + \text{O}_2$, as illustrated in Figure 1d from the previous page. The heat generated in this exothermic reaction heats the system in the TAC stage, whereas the heat absorbed in the endothermic electrochemical reaction cools the system in the E stage. Therefore, in an ideal system, no external energy source is needed to supply the required heat for the thermal swings of the E-TAC cycle.

The E-TAC process presents important advantages such as ultrahigh efficiency (98.7%_{HHV} at cell level) and membraneless operation⁽¹²⁾, identifying it as a promising competitive alternative to conventional water electrolysis^{(19)and(20)}. Its membraneless architecture leads the way to simple cell designs, such as rolled electrodes that can be piled up to form a compact stack, as shown in Figure 2. This demonstrates a unique advantage

over traditional membrane electrolysis which is limited to a parallel plate architecture where compression sealing prevents H₂/O₂ crossover between the cathodic and anodic compartments. Operating in alkaline electrolyte where nickel-based materials can replace the PGM catalysts used in acidic electrolytes (as in PEMWE) means that all the cell components can be made of Earth-abundant elements. The E-TAC process also presents technological challenges that emerge from batch operation with thermal swings between the E and TAC stages, as well as from capacity and rate limitations for charge storage at the nickel (oxy) hydroxide anodes. These challenges are addressed by H₂Pro, an Israeli startup company that develops ultra-efficient high-pressure (50 bar) water electrolysis systems for green hydrogen production at scale, based on the innovative E-TAC process⁽²¹⁾. H₂Pro started operating in 2019, and has since raised more than USD 100 million. Amongst the high profile investors are Breakthrough Energy Ventures, Horizons Ventures and Temasek Holdings as well as Yara and Arcelor Mittal. The company has grown to nearly 100 employees, mostly in R&D. The company concentrates on the development of its special rolled electrodes

⁽¹⁹⁾ SYMES M. D. (2019), "Decoupled electrolysis – Just add hot water", *Nature Energy* 4, pp. 730-731.

⁽²⁰⁾ CENTI G. (2022), "Across the board: Gabriele Centi on decoupling electrocatalytic reactions to electrify chemical production", *ChemSusChem* 15, e202200007.

⁽²¹⁾ ROTHSCHILD A., LANDMAN A., DOTAN H., SHTER G. & GRADER G. (2020), *Methods and system for hydrogen production by water electrolysis*, United States Patent No. 2020/0040467 A1.

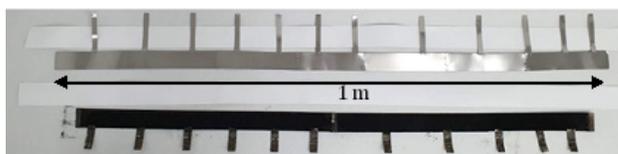


Figure 2a: E-TAC electrodes – Photo@H₂Pro.



Figure 2b: Rolled electrodes – Photo@H₂Pro.



Figure 2c: A stack of rolled electrodes – Photo@H₂Pro.



Figure 2d: two E-TAC reactors containing such stacks – Photo@H₂Pro.

and systems as shown below. It plans to complete its first factory in 2023/24 and start sales in 2024/25. H₂Pro is stating that the unique advantages of the E-TAC technology will allow it to sell multi megawatts systems for as low as 200 \$/kW, before the end of the decade. H₂Pro economic analysis predicts that the low Capex of the system and their high efficiency will allow to achieve the Energy Earth-shot initiative goal of 1\$ for 1 kg of green hydrogen before the end of the decade⁽²²⁾.

Summary and conclusions

In conclusion, it is clear that there is a global consensus that large scale production of green hydrogen is essential for mankind to win the battle against global warming and climate change. This battle will be fought on many

levels and fronts including green hydrogen production, storage, transportation, compression, purification and more. Clearly the production step is a key enabling step in the long and complex chain required to win this battle. Decoupled water electrolysis wherein the hydrogen and oxygen evolution reactions are decoupled in time and/or place present new opportunities to enhance safety, reduce system costs, and provide operational advantages such as high-pressure hydrogen production, with respect to traditional electrolyzes. In particular, E-TAC water splitting presents all these advantages and more, offering ultrahigh efficiency and compact design of rolled electrodes. These unique advantages readily lend themselves to automation and robotic production of large area rolled electrodes, much like the fabrication of batteries. This endows the E-TAC technology with a significant advantage in large scale production of electrodes and systems for green hydrogen production at terawatt scale.

⁽²²⁾ <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-shot#:~:text=The%20first%20Energy%20Earthshot%2C%20launched,%221%201%201%22>

Hydrogène vert au Maroc : état des lieux et perspectives

Par Seddiq SEBBAHI, Nouhaila NABIL et Samir RACHIDI

Institut de recherche en énergie solaire et énergies nouvelles – IRESEN

Mohammed EL GANAOUI

Université de Lorraine

Et Abdelilah BENYOUSSEF

Académie Hassan II des Sciences et techniques (Maroc)

Afin de pouvoir répondre aux objectifs des accords internationaux (notamment celui de Paris), une profonde transformation du système énergétique mondial est nécessaire. À cet égard, les pouvoirs publics, les entreprises, les organisations œuvrant dans le domaine de l'énergie ainsi que les instituts de recherche étudient les possibilités qu'offre l'hydrogène vert pour atteindre les objectifs Net Zéro concernant les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) provenant du secteur énergétique. Le Maroc est décidé à porter sa sécurité énergétique à un niveau stratégique et souverain en utilisant toutes les possibilités que son positionnement et son potentiel lui offrent. En effet, le nouveau modèle de développement du Royaume préconise d'accélérer son approvisionnement en énergie compétitive à faible émission de carbone au niveau de la société, ainsi que de celui du secteur des services et des industries.

Introduction

La demande d'énergie dans le monde connaît une augmentation importante, ce qui en fait une question cruciale. Cette évolution est tributaire de divers facteurs socio-économiques, tels que la croissance démographique, l'urbanisation, le progrès industriel et technologique ou le revenu net du capital [1]. Parallèlement, le monde demeure confronté aux défis majeurs liés au changement climatique. La communauté mondiale s'est engagée en 2015 à mener des actions pour maintenir l'augmentation de la température mondiale au cours de ce siècle bien en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels [2].

Les prix du pétrole, du gaz, du charbon et de l'électricité n'ont jamais été aussi élevés en raison du fort rebond dû à une reprise économique mondiale exceptionnellement rapide combinée aux conséquences de la guerre en Ukraine. Ainsi, l'instabilité du prix du pétrole brut et la croissance des émissions provenant des activités industrielles et des transports requièrent la mise au point de nouveaux types de combustibles pour remplacer les carburants dérivés du pétrole brut. Dans ce contexte, le développement de l'hydrogène propre prend actuellement de l'ampleur tant sur le plan académique que sur celui politique et commercial, ce que traduit la multiplication des politiques et des projets dans le monde entier.

Plusieurs études sérieuses convergent sur le fait que l'hydrogène décarboné sera l'une des plus grandes révolutions de notre siècle. En effet, il s'avère nécessaire pour décarboniser le secteur industriel, pour

développer et déployer des solutions de mobilité Zéro émission, pour stocker l'énergie et pour pallier la nature intermittente des énergies renouvelables [3].

Une chronologie de la vision de l'hydrogène vert et de ses applications au Maroc

S'inscrivant dans une dynamique régionale, le Royaume du Maroc vise à consolider sa transition énergétique en réduisant ses émissions de gaz à effet de serre et, en parallèle, à participer à la décarbonisation des pays qui sont ses partenaires. Une telle impulsion se fonde en particulier sur la mise en valeur par le Royaume de son potentiel exceptionnel en termes d'énergies renouvelables ainsi que sur son expertise acquise en la matière au cours de la dernière décennie dans différentes filières [4]. La mise en place d'une filière économique et industrielle autour de l'hydrogène vert et de ses dérivés s'inscrit parfaitement dans cette dynamique.

L'exploration des opportunités de la filière Power-To-X pour le Maroc a débuté en 2018 avec les deux études réalisées simultanément par les instituts allemands Fraunhofer IMWS, IGB et ISI. Les conclusions de ces études ont été présentées dans le cadre d'un atelier organisé en février 2019 par l'Institut de recherche en énergies renouvelables et énergies nouvelles (IRESEN) et le secrétariat du partenariat énergétique maroco-allemand PAREMA, sous la présidence du ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Environnement. Ces études ont conclu que « le Maroc pourrait capter une part de la

demande mondiale en PtX, estimée à 2-4% en 2030 » [5, 6].

Le débat sur les résultats présentés a abouti à l'annonce de la création d'une commission nationale chargée de la préparation d'une feuille de route « Power-To-X ». Une première réunion de cette commission s'est tenue à la fin mai 2019, à laquelle ont participé les représentants des principaux ministères impliqués (ministère de l'Industrie, du Commerce, de l'Investissement et de l'Économie numérique et ministère de l'Équipement, du Transport, de la Logistique et de l'Eau), ainsi que ceux de l'Office national de l'électricité et de l'eau potable, de l'Institut de recherche en énergies renouvelables et énergies nouvelles (IRESEN), de l'Agence marocaine de l'énergie durable (MASEN), de l'Office national des hydrocarbures et des mines (ONHYM) et du groupe de l'Office chérifien des phosphates (OCP Group). Lors de cette réunion, outre la présentation des résultats des études préliminaires précitées, ont été exposées les dernières avancées réalisées dans le domaine de la technologie Power to X ainsi que les applications pratiques de celle-ci, à savoir : la production d'hydrogène, le stockage de l'énergie associée, l'injection directe de l'hydrogène dans le réseau gazier, la mobilité électrique et la production de molécules vertes, comme l'ammoniac ou le méthanol [5, 7, 8].

En juin 2019, l'Agence internationale de l'énergie (IEA) a publié son rapport d'étude intitulé « The Future of Hydrogen ». Dans celui-ci, il est indiqué que le Maroc figure parmi les pays où l'hydrogène électrolytique serait presque compétitif, en termes de coûts, par rapport au gaz naturel et au charbon pour la production d'ammoniac et de méthanol : cela en raison du fait que le Maroc fait partie des pays où l'électricité renouvelable est la moins chère. Selon ce même rapport, « bien que [les sites de production] soient éloignés des centres [actuellement demandeurs] de ces produits, ils pourraient attirer des investissements étrangers à l'avenir » [5, 9].

La même année, la décision d'enclencher la dynamique portant sur le Power-to-X a été prise par l'IRESEN et ses partenaires, notamment le Green Energy Park, le groupe OCP et l'Université Mohammed VI Polytechnique (UM6P), une décision qui s'est traduite par l'annonce de la création de plateformes dédiées à l'hydrogène et à l'ammoniac verts [5, 10]. Cette même année a également vu l'organisation d'une conférence sur « l'hydrogène solaire » à l'initiative de l'Institut Amadeus et de ses partenaires [11, 12]. En parallèle, est également intervenue la publication du document « A North Africa – Europe Hydrogen Manifesto » par l'organisation allemande Dii Desert Energy [13].

En plus des premières réunions de la commission nationale Power-to-X et la création de la commission nationale de l'hydrogène vert, l'année 2020 a été marquée par les premières concrétisations de la vision du Maroc au regard de cette filière prometteuse. Ainsi, un accord maroco-allemand a été signé le 10 juin 2020 par l'ambassade du Maroc en Allemagne et le ministère fédéral de la Coopération économique et du Développement. Ce partenariat vise à développer le secteur de la production d'hydrogène vert et à

mettre en place des projets de recherche et d'investissement portant sur l'utilisation de cette matière première.

En 2020, est également intervenue la publication du rapport d'avis du Conseil économique, social et environnemental (CESE) intitulé « Accélérer la transition énergétique pour installer le Maroc dans la croissance verte » et où il est préconisé de « s'arrimer à la révolution hydrogène (Power-to-X) dans laquelle les avantages comparatifs du Maroc sont considérables ». Dans le scénario « sur orbite » du même document, le CESE a également évoqué l'intérêt de l'étude de « l'opportunité d'exploiter le gisement d'énergies renouvelables dont dispose le Maroc pour réaliser des projets industriels d'envergure, [construits] notamment autour de la filière Power-to-X liée à l'hydrogène ». Enfin, l'année 2020 s'est clôturée par l'organisation par l'IRESEN et l'UM6P, sous l'égide de leur ministère de tutelle, de la première édition du World Power-to-X Summit. Cette première rencontre, tenue en mode virtuel en raison des restrictions Covid-19, a constitué une plateforme régionale d'échange dédiée à l'hydrogène vert et à ses applications ; elle a réuni plusieurs représentants de l'État, des capitaines d'industrie et des représentants d'organismes nationaux et internationaux (CESE, AIE, IRENA, Dii...), ainsi que des chercheurs et des experts [14, 15].

En 2021, le début d'année a été marqué par l'annonce d'une connexion entre le port Tanger Med et celui allemand d'Hambourg, qui s'est matérialisée au travers d'une lettre d'intention portant, entre autres, sur l'exportation de l'hydrogène vert du Maroc vers l'Allemagne, laquelle a été reprise dans un article intitulé « La nouvelle porte vers le monde à Tanger » et publié dans le journal serbe « Politka » [16, 17]. En février de la même année, le ministre de l'Énergie, des Mines et de l'Environnement du Maroc et son homologue du Portugal, le ministre de l'Environnement et de l'Action climatique, ont signé, à Rabat, une déclaration de coopération portant sur l'hydrogène vert afin de mettre en place les bases nécessaires au développement d'un partenariat entre les acteurs économiques des deux pays portant sur cette filière d'énergie propre. Lors de cette cérémonie, les deux parties signataires ont souligné l'importance pour l'avenir des économies des deux pays de l'hydrogène vert, une source d'énergie plus accessible et plus propre présentant des avantages irréfutables pour la durabilité environnementale. Ils ont également convenu d'aligner les priorités du Maroc et du Portugal en matière d'hydrogène vert sur les stratégies de décarbonisation liées à l'Accord de Paris, ainsi que d'encourager la demande commerciale portant sur l'hydrogène vert [18, 19].

Mars 2021 a connu la création du *cluster* « GreenH2 Maroc » lors de l'assemblée générale constitutive de celui-ci, laquelle était présidée par le ministre marocain de l'Énergie, des Mines et de l'Environnement et celui de l'Industrie, du Commerce et de l'Économie verte et numérique et à laquelle ont participé des représentants des secteurs de l'industrie, de la recherche et de la formation, ainsi que des représentants d'organismes

publics. Il s'agit d'un *cluster* national dédié à l'hydrogène vert et centré sur la recherche appliquée, l'innovation et l'industrie, dont le bureau exécutif a été élu en avril par les membres fondateurs [20, 21].

En début d'année 2022, l'Agence internationale des énergies renouvelables (IRENA) a publié son rapport « Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor », qui positionne le Maroc parmi les pays les plus susceptibles de devenir des exportateurs d'hydrogène vert [22]. En outre, un article académique de l'Université de Harvard consacré à la géopolitique de l'hydrogène [23] a classé le Maroc, avec l'Australie, les États-Unis et la Norvège, dans la catégorie « Champions de l'exportation dotés de vastes ressources en EnR et en eau, ainsi que d'un potentiel élevé en matière d'infrastructures ».

Premiers projets de la filière Hydrogène vert et ses applications au Maroc

En plus de ces avancées, d'autres efforts ont été déployés pour promouvoir la recherche, le développement et l'innovation dans l'hydrogène vert. Dans ce sens, l'IRESN, l'UM6P et le groupe OCP ont entamé les travaux nécessaires à la mise en place de la plateforme Green H2A dédiée à la R&D, innovation et formation en hydrogène vert et à ses applications ; à cette fin, un contrat a été conclu avec la société néerlandaise Proton Venture, en juillet 2022. Par ailleurs, l'IRESN vient de mettre en service un premier système de production d'hydrogène vert à l'échelle micro-pilote, lequel s'inscrit dans le cadre de son projet Power-to-X μ Pilot [24].

Au-delà de mesures préparatoires à la constitution de l'écosystème et de la publication de sa feuille de route, le Maroc travaille déjà à la réalisation de projets concrets sur le terrain. Parmi les projets déjà engagés, peuvent être cités :

- le projet porté par l'IRESN, l'OCP Group et l'UM6P, qu'est la plateforme Green H2A, qui abritera une unité



Photo 1 : Noulaila NABIL, cheffe du projet Power-to-X μ Pilot.

pilote préindustrielle de production de 4 tonnes par jour d'ammoniac vert, dotée d'une capacité d'électrolyse de 4MW, dont 2MW de type Proton Exchange Membrane (PEM) et 2MW de type Alcalin. Une entrée en service de ce pilote est attendue en 2023 [25] ;

- le projet industriel, piloté par Masen, d'une capacité de 100 MW d'électrolyse et visant à produire 10 000 tonnes d'hydrogène par an à partir de 2025 [26].

En outre, d'autres grands investissements se rattachant à d'importants projets industriels ont été annoncés [27].

Parmi ceux présentés au grand public, figurent :

- le projet « Hevo Ammonia Maroc », qui résulte d'un accord entre la société portugaise, Fusion Fuel Green, et la société américaine, Consolidated Contractors Company (CCC), et dont la chaîne de valeur couvre la logistique, l'infrastructure, le transport et la sécurité de l'usine en charge de la production d'ammoniac. Lorsqu'il sera pleinement développé en 2026, ce projet, qui représente 600 MW de capacité d'électrolyse et qui mobilise un montant total de 865 millions d'euros pour sa réalisation, produira 183 000 tonnes d'ammoniac vert et réduira de 280 000 tonnes les émissions annuelles de CO₂ [28, 29] ;



Photos 2 et 3 : Local d'installation de l'électrolyseur utilisé dans le cadre du projet Power-to-X μ Pilot et photographie de cet équipement.

- l'investissement de 10,69 milliards de dollars de la société française Total Eren pour la réalisation d'un mégaprojet de production d'hydrogène et d'ammoniac verts dans la région de Guelmim-Oued Noun. Ce projet d'une superficie de plus 170 000 ha abritera plus de 10 GW de capacité hybride solaire et éolienne [30] ;
- l'accord de collaboration signé par Shell avec l'UM6P et le groupe OCP pour développer un projet pilote de production d'ammoniac à faible teneur en carbone, qui sera situé dans la zone industrielle de Jorf Lasfar, au Maroc [31] ;
- le projet AMUN annoncé par CWP Global de construction d'une centrale de production à grande échelle d'hydrogène et d'ammoniac verts à partir d'une capacité hybride solaire et éolienne de 15 GW [32].

Afin de renforcer la capacité des participants à mieux appréhender « les opportunités et les défis associés à l'économie de l'hydrogène vert et à ses applications – "Power-To-X" », l'IRESN et le Green Tech Institute (GTI) de l'UM6P ont organisé, en septembre 2022, la première édition de la Middle East & Africa CleanTech Academy (MEA CleanTech Academy), qui a bénéficié

des moyens techniques de la plateforme Green Energy Park, située à Benguerir. Les cinquante bénéficiaires de cette première édition ont été sélectionnés parmi de jeunes scientifiques en fin de cycle de Master ou en début du cycle de Doctorat originaires de pays arabes ou du continent africain. L'objectif de ce programme, qui se décompose entre des sessions théoriques, des séances pratiques de modélisation et de simulation, des visites de terrain et des sessions de présentation de leurs acquis par des groupes de participants, est de contribuer à l'édification d'un réseau puissant d'experts talentueux capables de relever ensemble les défis imposés par le changement climatique dans les régions Afrique et Moyen Orient [33 à 35].

Conclusion et perspectives

Un contexte de convergence entre des ressources renouvelables et des savoir-faire technologiques plaide pour le développement d'une filière Hydrogène au Maroc, qui soit en connexion étroite avec l'Europe.



Photo 4 : Visite par les participants à la MEA CleanTech Academy du site du Green Energy Park.



Photo 5 : La première édition du Middle East & Africa CleanTech Academy, à Marrakech en septembre 2022.

Une mise en œuvre rationnelle et efficace de cette filière doit se faire en interaction continue avec la communauté scientifique internationale pour bénéficier des dernières innovations et opérer des corrections de trajectoire chaque fois que cela sera nécessaire.

Les plateformes académiques sont invitées à interagir notamment dans un contexte Nord-Sud pour bénéficier de complémentarités en termes de moyens et opérer des comparaisons relatives à leur environnement au bénéfice de la formation des chercheurs et des personnels techniques du domaine considéré.

La formation et l'interconnexion de grappes opérationnelles de plateformes technologiques et de recherche contribueront à une irrigation du projet à différentes échelles, favorisant une meilleure articulation avec des projets de plus grande taille.

Dans ce cadre, le Maroc peut se prévaloir de son haut potentiel de production d'hydrogène vert, mais aussi de technologies exportables dans d'autres régions du monde, pour jouer un rôle important dans un contexte énergétique et climatique aujourd'hui préoccupant.

Bibliographie

- [1] HASANUZZAMAN M., ISLAM M. A., RAHIM N. A. & YANPING Y. (2020), *Energy for Sustainable Development Chapter 3 – Energy demand*, HASANUZZAMAN M. D. & RAHIM N. A. (editors), Academic Press, pp. 41-87. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814645-3.00003-1>
- [2] ZHANG L., ZHAO H., WILKINSON D. P., SUN X. & ZHANG J. (2020), *Electrochemical Water Electrolysis/Fundamentals and Technologies*, <https://www.taylorfrancis.com/books/edit/10.1201/9780429447884/electrochemical-water-electrolysis-lei-zhang-hongbin-zhao-david-wilkinson-xueliang-sun-jiujun-zhang>
- [3] Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, <https://www.entreprises.gouv.fr/fr/strategies-d-acceleration/strategie-nationale-pour-developpement-de-l-hydrogene-decarbone-france>
- [4] « Feuille de route de l'hydrogène vert, vecteur de transition énergétique et de croissance durable », ministère de la Transition énergétique et du Développement durable du Royaume du Maroc.
- [5] SEBBAHI S. (2020), *La filière hydrogène vert/Power-To-X au Maroc : chronologie des grands jalons*, <https://www.ecoactu.ma/la-filiere-hydrogene-vert-power-to-x/>
- [6] *Carbon-neutral energy from power-to-X: Economic opportunity and ecological limitations for Morocco*, Press Release, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, <https://www.isi.fraunhofer.de/en/presse/2019/presseinfo-24-klimaneutrale-energie-aus-power-to-x-marokko.html>
- [7] Communiqués de presse, ministère de l'Énergie, des Mines et du Développement durable, <https://www.mem.gov.ma/Pages/CommuniquésDePresse.aspx?CommuniqueDePresse-89.aspx>
- [8] Communiqués de presse, ministère de l'Énergie, des Mines et du Développement durable, <https://www.mem.gov.ma/Pages/CommuniquésDePresse.aspx?CommuniqueDePresse-154.aspx>
- [9] "The Future of Hydrogen – Analysis", IEA, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- [10] *Le Maroc pourra devenir avant 2030 un exportateur de pétrole vert*, IRESEN, <http://laquotidienne.fnh.ma>, https://laquotidienne.ma/article/developpement_durable/iresen-le-maroc-pourra-devenir-avant-2030-un-exportateur-de-petrole-vert
- [11] *Le Maroc a tout le potentiel pour développer une filière hydrogène solaire*, Fédération de l'énergie, 2019, <https://www.fedenerg.ma/2019/10/30/le-maroc-a-tout-le-potentiel-pour-developper-une-filiere-hydrogene-solaire/>
- [12] Conférence à Rabat sur le potentiel énorme du Maroc pour une production hydrogène, Maroc.ma, 2019, <https://www.maroc.ma/fr/actualites/le-maroc-tout-le-potentiel-pour-developper-une-filiere-hydrogene-solaire>
- [13] WOUTERS F., RACHIDI S. & IKKEN B. (2019), *A North Africa – Europe Hydrogen Manifesto*, DII, 32 pages.
- [14] *World Ptx Summit 2020: Several Goals Were achieved Towards Emergence of Green Hydrogen Subsidiary – Minister*, MapNews, <https://www.mapnews.ma/en/actualites/economy/world-ptx-summit-2020-several-goals-were-achieved-towards-emergence-green>
- [15] « La première édition du World Power-to-X Summit », UM6P, <https://um6p.ma/fr/la-premiere-edition-du-world-power-x-summit>
- [16] NGOUNOU B. (2021), *MAROC : l'hydrogène vert sera acheminé vers l'Allemagne via le port de Tanger*, Afrik 21, <https://www.afrik21.africa/maroc-lhydrogene-vert-sera-achemine-vers-lallemagne-via-le-port-de-tanger/>
- [17] « Le port Tanger Med s'impose sur la nouvelle carte énergétique mondiale », *Politka*, Maroc.ma, 2021, <https://www.maroc.ma/fr/actualites/journal-serbele-port-tanger-med-simpose-sur-la-nouvelle-carte-energetique-mondiale>
- [18] *Hydrogène vert : le Maroc et le Portugal renforcent leur coopération*, Hespresse, 2021, <https://fr.hespress.com/187914-hydrogene-vert-le-maroc-et-le-portugal-renforcent-leur-cooperation.html>
- [19] Communiqués de presse, ministère de l'Énergie, des Mines et du Développement durable, <https://www.mem.gov.ma/Pages/CommuniquésDePresse.aspx?CommuniqueDePresse-415.aspx>
- [20] « Assemblée générale constitutive du Cluster GreenH2 », IRESEN (Institut de recherche en énergie solaire et énergies nouvelles), 2021, <https://iresen.org/cluster-greenh2/>
- [21] « Le Cluster GreenH2 constitue son bureau exécutif », IRESEN (Institut de recherche en énergie solaire et énergies nouvelles), 2021, <https://iresen.org/le-cluster-greenh2-constitue-son-bureau-executif/>
- [22] *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*, IRENA, 2022, <https://irena.org/publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-Hydrogen>
- [23] PFLUGMANN F. & DE BLASIO N. (2020), "The Geopolitics of Renewable Hydrogen in Low-Carbon Energy Markets", *Geopolitics, History, and International Relations* 12, pp. 9-44.
- [24] « L'UM6P et la société Proton Ventures signent un accord pour la construction du Pilote Green Ammonia à Jorf Lasfar », UM6P, <https://www.um6p.ma/fr/lum6p-et-la-societe-proton-ventures-signent-un-accord-pour-la-construction-du-pilote-green-ammonia>
- [25] « L'UM6P, IRESEN et le groupe OCP signent un accord-cadre de coopération pour la mise en place de la plateforme technologique GREEN H2A », UM6P, <https://www.um6p.ma/fr/lum6p-iresen-et-le-groupe-ocp-signent-un-accord-cadre-de-cooperation-pour-la-mise-en-place-de-la>
- [26] « Masen prépare un mégaprojet dans l'hydrogène vert, une première en Afrique », Masen, <https://www.masen.ma/fr/actualites-masen/masen-prepare-un-mega-projet-dans-lhydrogene-vert-une-1ere-en-afrique>
- [27] CHAUDIER J. (2021), "Will Hydrogen fuel Morocco's industrial projects of the future?", *The Africa ReportCom*, <https://www.theafricareport.com/124184/will-hydrogen-fuel-moroccos-industrial-projects-of-the-future/>
- [28] N'GUESSAN M. (2021), « Énergie renouvelable : lancement de "HEVO Ammoniac Maroc" », *Industrie du Maroc – Magazine*, <https://industries.ma/energie-renouvelable-lancement-de-hevo-ammoniac-maroc/>

[29] "HEVO AMMONIA MOROCCO", Fusion-Fuel, netmais@netmais.pt NC#, <https://www.fusion-fuel.eu/projects/europe-middle-east-africa/morocco/hevo-ammonia-morocco/>

[30] « Le français Total Eren mise 100 milliards de DH dans un mégaprojet d'hydrogène et d'ammoniac verts », *Challenge.ma*, <https://www.challenge.ma/guelmim-oued-noun-le-francais-total-eren-mise-100-milliards-de-dh-dans-un-megaprojet-dhydrogene-et-dammoniac-verts-231663/>

[31] « L'UM6P, le groupe OCP et Shell lancent un projet pilote de production d'ammoniac au Maroc », UM6P, <https://www.um6p.ma/fr/lum6p-le-groupe-ocp-et-shell-lancent-un-projet-pilote-de-production-dammoniac-au-maroc>

[32] ATCHINSON J. (2022), *CWP Global taps Bechtel to help develop African ammonia projects*, Ammonia Energy Association, <https://www.ammoniaenergy.org/articles/cwp-global-taps-bechtel-to-help-develop-african-ammonia-projects/>

[33] MEA CleanTech Academy 2022, Concept Note, https://drive.google.com/file/d/1RII8V-4umE7x06zGs_aG7tP2IK1tRi2r/view?usp=sharing&usp=embed_facebook

[34] N'GUESSAN M. (2022), « Benguerir : l'IRESEN et le GTI de l'UM6P lancent la première édition du MEA CleanTech Academy », *Industrie du Maroc – Magazine*, <https://industries.ma/benguerir-liresen-et-le-gti-de-lum6p-lancent-la-1ere-edition-mea-cleantech-academy/>

[35] Communiqué relatif à la MEA Cleantech Académie, Académie des technologies propres, <https://mailchi.mp/6b125a285afe/pressrelease-meacleantechacademy-fr>

La découverte de l'hydrogène naturel par Hydroma, un « Game Changer » pour la transition énergétique

Par Asma DIALLO, Cheick Sidi Tahara CISSÉ et Jacques LEMAY
Hydroma Inc.

Et Denis Joseph BRIÈRE
Chapman Petroleum Engineering

Le dihydrogène, communément appelé « hydrogène », figure au premier rang des solutions identifiées pour atteindre la neutralité carbone. À ce jour, c'est toute une palette de couleurs, aussi riche qu'un arc-en-ciel, qui est utilisée pour le catégoriser selon son empreinte carbone et sa valeur environnementale (vert, bleu, etc.). Une couleur dont on ne parle que trop peu, c'est l'hydrogène blanc, aussi appelée « gold hydrogen », ou encore « hydrogène naturel », voire « hydrogène natif ».

L'hydrogène naturel est une nouvelle source d'énergie primaire renouvelable, qui permet d'accélérer l'atteinte des objectifs climatiques mondiaux.

À l'origine de cette découverte, faite au Mali, Hydroma Inc., la société canadienne de l'entrepreneur malien, Aliou Diallo, qui a su faire preuve de résilience et d'innovation dans un contexte sécuritaire et sous-régional complexe.

Dans cet article, nous retraçons le chemin parcouru, de la découverte de l'hydrogène naturel jusqu'à son usage dans l'unité pilote de Bourakebougou. Nous présentons également les enjeux et les perspectives de cette découverte pour le continent africain et la transition énergétique.

Introduction

L'atteinte des objectifs de décarbonation, convenus par la communauté internationale dans le cadre des Accords de Paris en 2015, nécessite de recourir à de nouvelles énergies propres en tant qu'alternative aux hydrocarbures, lesquels sont la cause première des émissions de gaz à effet de serre.

Les énergies renouvelables constituent une des solutions majeures pour décarboner le système énergétique, mais elles se révèlent très intermittentes, très difficiles à stocker et trop dispersées géographiquement.

C'est dans ce contexte que l'hydrogène, élément chimique le plus répandu dans l'univers et affichant une forte densité énergétique, peut jouer un rôle essentiel. N'émettant aucune émission de CO₂ aussi bien lors de sa combustion que de son utilisation, l'hydrogène est considéré depuis peu comme la solution incontournable pour réussir la transition énergétique.

Alors que les réflexions internationales se concentraient sur l'hydrogène vert produit à partir d'électricité renouvelable, Petroma Inc., qui s'appelle désormais Hydroma Inc., a, au début des années 2000, fait au Mali une découverte révolutionnaire, celle de l'hydrogène naturel.

La découverte d'une nouvelle source d'énergie primaire

Pour mieux comprendre cette découverte, il faut remonter à sa genèse, en 1987, lorsque le village malien de Bourakebougou, situé à 65 km de Bamako, décide d'effectuer de nouveaux forages pour trouver de l'eau.

L'un des puits forés s'avère sec, mais un villageois remarque un courant d'air qui sort du puits. Informé de la situation, le foreur revient inspecter ledit puits et, allumant une cigarette, il provoque une explosion. Il n'y eut pas de conséquences fâcheuses, mais il fallut quand même près d'un mois pour maîtriser le feu émanant du puits. Suite à la peur suscitée par l'incident, le puits fut alors colmaté et abandonné.

Deux décennies plus tard, en pleine campagne d'exploration d'hydrocarbures sur le Bloc 25, sa concession d'une superficie totale de 43 000 km² au nord-ouest de Bamako, Hydroma prend connaissance de cet incident. Des échantillons de gaz sont envoyés à un laboratoire d'Abidjan en Côte d'Ivoire. C'est ainsi qu'Hydroma apprend qu'il s'agit bien d'un gaz, plus précisément de l'hydrogène, à une teneur de 98 %.

À l'époque, la communauté scientifique est convaincue que l'hydrogène est simplement un vecteur énergétique et qu'il ne peut donc pas exister sous forme gazeuse à l'état naturel.

Hydroma fait le pari de croire en cet hydrogène naturel et entame des travaux de recherche pour mieux apprécier son potentiel.

Voilà comment va débuter une longue campagne d'exploration qui sera perturbée par la crise financière mondiale de 2008, une instabilité politique et sécuritaire au Mali depuis 2012, ainsi que par une pandémie planétaire en 2020.

Malgré tous ces obstacles, Hydroma a su faire preuve de résilience et arriver à une conclusion inattendue : l'hydrogène naturel sous forme gazeuse existe bel et bien, et le Mali dispose dans son sol de l'une des accumulations les plus importantes jamais découvertes à ce jour.

Hydroma a ainsi réussi ce que personne ne pensait possible il y a encore dix ans de cela : la découverte d'une nouvelle source d'énergie primaire renouvelable, compétitive et qui permette de croire en l'atteinte des objectifs internationaux de neutralité carbone et de développement durable.

Comment Hydroma s'y est-il pris ? C'est la grande question à laquelle nous allons maintenant répondre.

Une exploration conduite en plusieurs étapes

Première étape : Réalisation d'une campagne de mesures sismiques passives en 2008

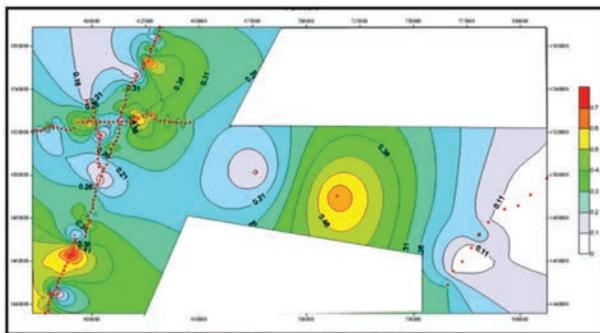


Figure 1 : Résultats des mesures sismiques passives réalisées au Mali – Source : rapport "Passive Sismique" de la Geodynamics Research S.R.L, mai 2008.

L'exploration commence par une campagne de mesures sismiques passives réalisée par Geodynamics Research S.R.L. Il s'agissait d'identifier toute anomalie gravimétrique sur une zone s'étendant sur 200 kilomètres suivant un profil Nord-Sud, puis Est-Ouest. Cinq zones potentielles sont ainsi identifiées.

C'est la première fois que cette méthode est expérimentée au Mali.

Deuxième étape : Réalisation aéroportées de levées gravimétriques et magnétiques (en 2009)



Figure 2 : Appareil utilisé pour opérer les levées aéroportées – Source : Photos Hydroma.

Afin d'identifier des anomalies d'amplitude, Hydroma a réalisé des levées d'aéromagnétisme et d'aérogravimétrie couvrant 67 200 km² par le biais de la compagnie UTS Geophysics.

Ces levées aéroportées ont permis d'identifier un certain nombre d'anomalies, surtout sur la partie ouest du Bloc 25. Ce qui est une indication directe de la présence de gaz.

Troisième étape : Une campagne de forage stratigraphique est réalisée en 2011

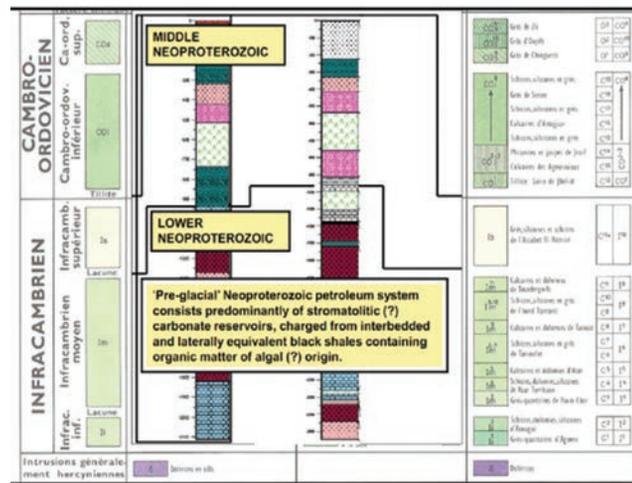


Figure 3 : Contexte géologique des forages stratigraphiques réalisés (F1 et F2) – Source : Dr. Tomasz Jerzykiewicz, Progress Report Feb. 2011 (Figure 6 du rapport).

Sur la base des résultats de l'étude sismique passive et des levées aéroportées, cinq points potentiels sont identifiés. Ils correspondent à des zones à forte probabilité de présence d'hydrocarbures.

Deux forages stratigraphiques (F1 et F2) atteignant 2 000 et 2 400 m de profondeur sont réalisés. Il s'agit une nouvelle fois d'une première pour le Mali.

Des analyses pour procéder à la datation et réaliser le Rock Eval™ des échantillons prélevés (les carottes de forage) sont effectuées. Elles confirment qu'il s'agit bien d'un bassin sédimentaire.

Pour chacun des forages réalisés, des roches réservoirs (du gré) et des roches mères (pélite et roche carbonatée, mais aussi du calcaire avec des cavités de dissolution) ont été rencontrées.

Quatrième étape : Conduite de campagnes géologiques, géophysiques et géochimiques (en 2011)

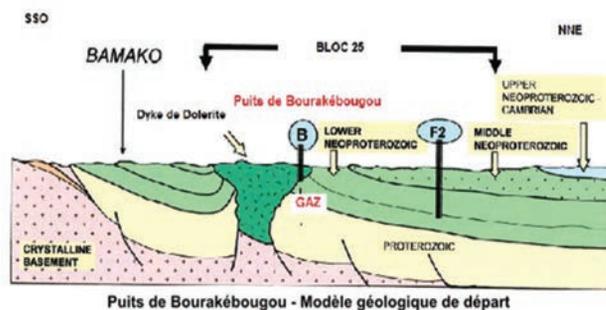


Figure 4 : Modèle géologique initial – Source : Dr. Tomasz Jerzykiewicz, Progress Report Feb 2011 (Figure 2 du rapport).

Hydroma a fait appel à Chapman Petroleum Engineering Ltd. (Chapman), des experts des systèmes pétroliers et gaziers basés à Calgary (en Alberta, au Canada), afin de déterminer la structure du système pétrolier, d'analyser les travaux réalisés et d'établir le programme de ceux à venir.

Une étude détaillée de la stratigraphie, de la sédimentologie et de la géochimie a montré une corrélation entre les strates protérozoïques du Bloc 25 et le reste du système pétrolier du bassin de Taoudenni.

En 2011, la firme Associated Geosciences Ltd. a également été mandatée pour réaliser autour du puits #1 de Bourakébougou divers travaux en matière de magnétisme, de résistivité, de gravimétrie au sol et d'imagerie sismique réflexion à haute résolution.

L'objectif était de déterminer la stratigraphie et la géologie structurale dans les environs de Bourakébougou pour affiner le modèle géologique.

Ces levées géophysiques ont permis de mieux comprendre la géométrie de l'intrusion de la dolérite, laquelle est nommée « Crawling Baby ».

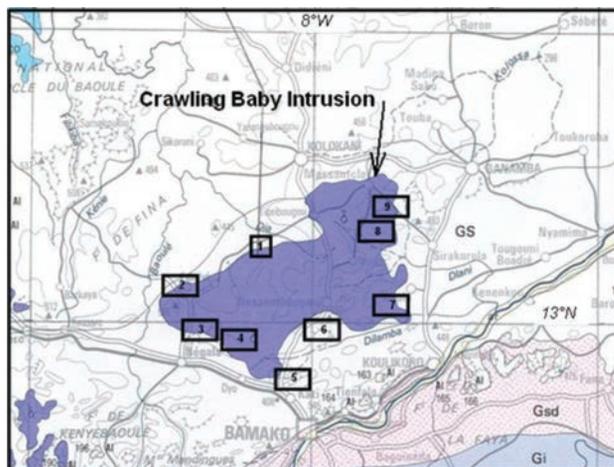


Figure 5 : Zones des explorations géologiques réalisées aux limites de l'intrusion du « crawling baby » – Source : Dr. Tomasz Jerzykiewicz, Progress Report Nov. 2011 (Figure 1 du rapport).

Cinquième étape : Le projet pilote de Bourakébougou (en 2012) – La production d'électricité sans émission de CO₂

Le puits de découverte #1 a été testé par Versatile Energy Services, société basée à Sylvan Lake (en Alberta, au Canada). La présence d'hydrogène naturel sous forme gazeuse a été de nouveau confirmée : d'une pureté de 98 %. Seules quelques traces de méthane, d'azote et d'hélium ont été mises en évidence. Une teneur qui permet d'envisager l'usage de cet hydrogène avec ou sans traitement, soit à un très faible coût.

L'hydrogène est certes utilisé dans l'industrie lourde à l'échelle internationale, mais il est complexe et coûteux à transporter en quantités importantes sur de longues distances. En revanche, il présente une forte densité énergétique massique et n'émet aucune émission de CO₂ lors de sa combustion, ce qui en fait un combustible très intéressant. Toutefois, il n'existait pas encore de cadre réglementaire au Mali, ni d'ailleurs dans le reste du monde, pour encadrer l'usage de cet hydrogène naturel. C'est pourquoi Hydroma a lancé un projet pilote visant à démontrer le potentiel d'utilisation locale de cette ressource à travers la production d'électricité.

Cela a commencé par l'obtention d'un permis d'exploitation de cet hydrogène naturel auprès des autorités nationales, là encore, une première mondiale qui aura exigé plusieurs mois de négociations avec les représentants du ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Eau du Mali.

Une fois le permis d'exploitation obtenu, Hydroma s'est lancé dans l'installation d'une unité pilote de production d'électricité à partir d'hydrogène naturel. À travers la combustion directe de ce gaz dans un moteur de Ford V-10 de 30 KW, ce démonstrateur a permis d'assurer l'éclairage de plusieurs maisons et places publiques, ainsi que de la mosquée du village de Bourakébougou, et ce sans aucune émission de CO₂.

Il a également mis en exergue une nouvelle découverte : la dynamique de flux de l'hydrogène naturel.

En effet, contrairement aux craintes initiales sur l'épuisement du gaz au fil du temps, aucune chute de pression n'a été enregistrée durant les sept années d'exploitation opérationnelle de ce pilote. Au contraire, elle a même pu augmenter, parfois. Cette absence de déflexion a permis de conclure que le système hydrogène naturel est dynamique et peut se recharger.

L'hydrogène naturel a commencé à intriguer et les premiers reportages consacré à ce projet pilote voient le jour. En 2016, Hydroma a été convié à présenter sa découverte lors de la COP21, à Paris. Dans le même temps, Denis Brière, et Tom Jerzykiewicz, experts en géologie, en géochimie et en géoscience, publiaient un article technique portant sur le modèle géologique du bassin [1].



Figure 6 : Unité pilote de production d'électricité installée à Bourakebougou – Source : photo©Hydroma.

Sixième étape : La première grande campagne de forage et de diagrapie (de 2017 à 2019)

L'exploration s'est poursuivie avec la réalisation d'une campagne de forage par des experts internationaux, tels que GeoDrill, Semm Logging et Exlog Mudlogging.

Vingt-quatre puits ont ainsi été forés, dont treize en recourant à la technologie DDH (Diamond Drill Hole – à 5 017 m de profondeur) et onze en utilisation celle de l'AC (Air Core – profondeur de 1 936 m) pour un métrage linéaire total de 6 953 m. La présence d'hydrogène a été constatée dans tous les puits.

L'interprétation géologique et les résultats obtenus via la chromatographie mettent en évidence l'existence de plusieurs niveaux superposés d'accumulations d'hydrogène.

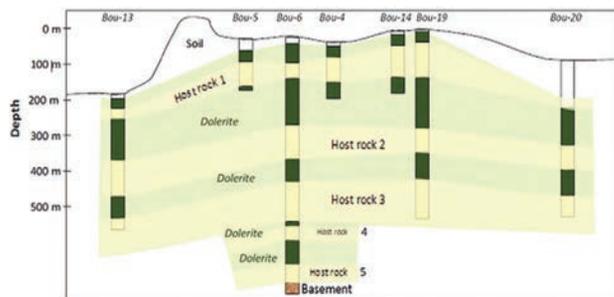


Figure 7 : Plusieurs niveaux d'accumulations d'hydrogène naturel – Source : Cheick Sidi Tahara Cissé (2018), "Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali)" (Figure 9 du rapport).

De 30 à 135 mètres pour les moins profondes et plongeant jusqu'à 1 500 mètres pour la plus profonde, ces accumulations d'hydrogène naturel sont issues de lithologies similaires et sont séparées par des couches de dolérite.

Elles sont constituées de roches carbonatées (marbre, calcaire, marne...), de grès fins-moyens et grossiers hématiques poreux, de pelite, de siltite, de brèches et, parfois, de conglomérats.

Hydroma a ainsi pu publier en 2018 un premier article scientifique portant sur l'accumulation d'hydrogène naturel de son site, dans la revue *Science Direct* (Elsevier), en collaboration avec l'expert mondial de l'hydrogène naturel, Alain Prinzoffer [2].

Septième étape : Les premières estimations et évaluations des réserves (en 2020)

Grâce à ces travaux, Chapman Petroleum Engineering a publié en 2020 un rapport d'évaluation des ressources du site, par référence à la norme NI 51-101, l'instrument national de la norme canadienne concernant les activités pétrolières et gazières.

Ce rapport a estimé les ressources contingentes à plusieurs centaines de milliards de mètres cube de gaz d'hydrogène naturel.

En parallèle, Hydroma a soutenu et financé la réalisation d'une thèse de doctorat portant sur la caractérisation des réservoirs d'hydrogène naturel, sous l'égide de l'IFP Énergies nouvelles, organisme public de recherche et de formation français. La réalisation de cette thèse est toujours en cours.

Huitième étape : Réalisation d'une nouvelle campagne de forage, de diagrapie et de tests (en 2022)



Figure 8 : Vue aérienne nocturne d'un site de forage d'Hydroma au Mali – Source : Photo©Hydroma.

En mai 2022, une nouvelle campagne de forage réalisée à faible profondeur a été engagée. Cette fois, l'objectif était de tester le premier niveau d'accumulation d'hydrogène naturel sur le site du Bloc 25.

Hydroma a mobilisé la société allemande DrillTec pour le forage, Excellence Logging Services (Exlog) pour la chromatographie, Roke Technologies pour la diagrapie, Versatile Energy Services pour les tests

sur les puits et, enfin, Vellichor pour assurer la sécurité des opérations. Tous ces travaux ont été conduits sous la supervision technique de Chapman Petroleum Engineering.



Figure 9 : Vue aérienne de l'unité de testing d'Hydroma au Mali – Source : Photo©Hydroma.

Sur tous les puits nouvellement forés, on observe la présence d'hydrogène naturel gazeux, ainsi que des traces d'hélium à chaque occurrence.

De même, tous les puits précédemment forés, dans lesquels SEMM Logging avait effectué une diaggraphie en trou ouvert, ont été de nouveau sondés en recourant au Quad Neutron Log de la société Roke Technologies. Cela a permis de confirmer la présence d'hydrogène dans toutes les zones précédemment identifiées.

Les prochaines étapes

L'objectif de la société Hydroma est clair : passer de la phase de découverte de cette nouvelle source d'énergie à une exploitation industrielle de celle-ci et participer ainsi activement à la transition énergétique avec la promotion d'une économie décarbonée au Mali et, plus largement, en Afrique et en Europe.

L'exploitation de cet hydrogène naturel commencera donc par une production d'électricité à grande échelle destinée au Mali. Dans un second temps, cet hydrogène sera exporté massivement vers l'Europe et l'Allemagne, sous forme gazeuse ou d'ammoniac.

Quelles perspectives pour l'hydrogène naturel en Afrique et dans le monde ?

À travers son programme d'exploration, son projet pilote de Bourakebougou et son engagement sur la scène internationale, Hydroma est devenu le pionnier de la découverte, de la recherche, de la promotion et de l'exploitation de l'hydrogène naturel dans le monde.

Une filière hydrogène naturel qui se développe dans le monde entier

Grâce aux données cumulées au fil des ans, Hydroma a acquis une meilleure compréhension du système géologique afférent à l'hydrogène naturel, notamment la dynamique de flux qui s'y opère.

Depuis quelques années, la communauté scientifique de plusieurs pays commence à se pencher à son tour sur la question de l'hydrogène naturel.

En France, Alain Prinzofer et Isabelle Morretti sont les têtes de file du mouvement. Leur action se traduit au travers de plusieurs publications et initiatives, notamment l'organisation en 2021 et 2022 de la conférence Hnat Summit, le premier événement mondial portant sur le sujet.

En Allemagne, le BGR – l'Institut fédéral des géosciences et de ressources naturelles – a identifié dans le monde dix-sept localisations où l'hydrogène naturel est présent [3].

Ce n'est pas tout. L'Australie, le Texas, le Maroc, le Brésil, la Colombie, la Russie, l'Afrique du Sud, Djibouti, la Namibie, et bien d'autres pays encore, comme la Mauritanie, ont également entamé des recherches et des réflexions sur ce sujet.

Le potentiel renouvelable de l'hydrogène naturel

La multiplication de ces travaux de recherche ont permis de mettre en avant différentes hypothèses sur la genèse de cet hydrogène.

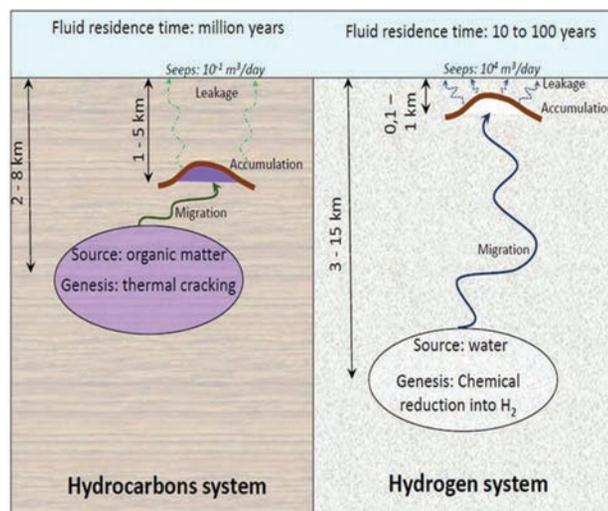


Figure 10 : Comparaison entre l'hydrogène naturel et les hydrocarbures – Source : Geo4u.

Plusieurs origines de ce gaz ont été identifiées à ce jour : il résulterait d'un processus de serpentinisation, de radiolyse, de la collision entre les plaques tectoniques au niveau des failles, de l'électrolyse naturelle de l'eau ou encore d'un dégazage mantellique [3].

Ce qui est intéressant, c'est que pour toutes les sources identifiées, le phénomène de génération d'hydrogène naturel provient d'une réaction chimique qui s'apparente à un flux.

Une dynamique de flux qui, selon les recherches de Geo4u, semble se régénérer à l'échelle de la décennie et non du millénaire, comme c'est le cas pour les hydrocarbures (voir la Figure 10 ci-dessus).

Selon le Larousse, une énergie est considérée comme renouvelable si elle provient « de ressources inépuisables ou se renouvelant rapidement à l'échelle humaine, par opposition aux sources d'énergies fossiles, dont les stocks sont limités et non renouvelables à l'échelle humaine. »

Avec sa dynamique de flux – et non de stock –, qui se régénère à l'échelle de la décennie, on peut conclure que l'hydrogène naturel est bel et bien une énergie renouvelable. Mais quel est son véritable potentiel économique ?

Le potentiel économique et social de l'hydrogène naturel

En 2021, le marché de l'hydrogène, dans le monde, représentait 90 millions de tonnes d'hydrogène, un gaz utilisé principalement pour la fabrication d'ammoniac servant pour la production de fertilisants et, dans les raffineries, à la désulfuration des carburants.

Cet hydrogène est à 95 % produit à partir d'hydrocarbures, principalement du gaz naturel. Sa production émet en moyenne l'équivalent de 10 à 13 kg de CO₂ par kg d'hydrogène. Son coût de production est estimé entre 1,5 et 2,5 €/kg. Avec l'augmentation du prix du gaz naturel, suite au conflit actuel entre l'Ukraine et la Russie, le prix de cet hydrogène dit « gris » est en hausse.

À l'échelle internationale, de nombreux efforts sont fournis pour remplacer cet hydrogène gris par de l'hydrogène vert, qui lui ne génère presque aucune émission de CO₂ lors de sa production. Selon la taille des installations, le taux de disponibilité et le coût d'approvisionnement en électricité renouvelable requise, le coût de production de l'hydrogène vert en Europe varie entre 4 et 8 €/kg.

Plusieurs études anticipent de fortes réductions de ces coûts d'ici à 2030 (IEA, IRENA). Mais à ce jour, le coût de l'hydrogène vert européen reste encore trop souvent élevé pour l'industrie lourde.

Dans ce contexte global où l'hydrogène est perçu comme la solution clé pour atteindre la neutralité carbone, l'hydrogène naturel représente donc un excellent candidat en raison de son faible coût de production, de sa durabilité et des centaines de milliards de m³ de ressources estimées au Mali.

Avec tous ses atouts, l'hydrogène naturel se positionne véritablement comme un « Game Changer » pour accélérer la transition énergétique en Afrique et dans le monde.

En effet, grâce à la faible profondeur à laquelle les accumulations se situent, les premières estimations d'Hydroma permettent d'envisager un coût d'extraction à moins de 1 € par kilogramme d'hydrogène naturel, ce qui représente une véritable révolution par rapport à l'hydrogène gris ou vert.

À un tel coût, l'hydrogène naturel représente une solution compétitive pour le développement de nouvelles infrastructures et l'amélioration de la qualité de vie en Afrique. Tout d'abord à travers la production massive d'électricité renouvelable et le déploie-

ment d'une mobilité « Zéro émission », mais aussi à travers l'émergence d'une industrie lourde décarbonée (les raffineries, la sidérurgie, les mines et la production d'engrais).

Le développement d'une filière africaine de l'hydrogène naturel permettra également l'essor d'un nouveau secteur industriel au Mali et sur le continent africain, avec la mise en place d'une chaîne de valeur complète : production, stockage, transport, distribution et usage local. Cela représente de fortes perspectives de croissance à la fois économique et sociale liée à la création d'emplois et à la formation.

Par ailleurs, en mai 2022, la Commission européenne a estimé à 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable les besoins d'import de l'Europe d'ici à 2030. Cet import à grande échelle de cet hydrogène naturel sous forme gazeuse ou d'ammoniac est aussi pour l'Europe une solution compétitive pour accélérer sa transition énergétique.

Conclusion

L'hydrogène naturel est donc bel et bien une nouvelle source d'énergie primaire renouvelable ; elle est déjà disponible en très grande quantité au Mali.

Grâce à sa compétitivité économique et sa durabilité, l'hydrogène naturel peut jouer un rôle clef pour faciliter et accélérer la transition énergétique en décarbonant de nouveaux secteurs, tels que la mobilité et l'industrie lourde.

L'hydrogène naturel et l'hydrogène vert (produit par électrolyse de l'eau) sont tous deux renouvelables et sont l'un comme l'autre nécessaires pour atteindre les objectifs de neutralité carbone d'ici à 2045. Pourtant, seul l'hydrogène vert est aujourd'hui promu et soutenu à l'échelle mondiale.

Officiellement, seule l'Allemagne inclut l'hydrogène naturel dans sa stratégie nationale d'hydrogène, qu'elle a publiée en juin 2020.

Dans un contexte climatique où le temps presse et où l'hydrogène est reconnu comme LA solution pour accélérer la transition, il est temps pour la France et l'Union européenne, et plus largement pour la communauté internationale, d'élargir le champ des possibles et de reconnaître l'intérêt de l'hydrogène naturel et de soutenir le développement à une plus grande échelle de cette filière.

Conscient du potentiel de l'hydrogène renouvelable pour le continent africain et convaincu de la complémentarité de l'hydrogène naturel avec l'hydrogène vert, Hydroma a, depuis quelques années, diversifié ses activités en matière de développement de projets d'hydrogène vert, notamment en Mauritanie, au Sénégal, au Niger et dans plusieurs autres pays, et ce dans le cadre de son initiative West African Big Green Deal (WABGD). Cette initiative publique mais aussi privée vise à valoriser le très haut niveau d'ensoleillement, de vent et d'hydraulique dont bénéficie l'Afrique de l'Ouest pour participer à la production massive d'hydrogène vert et de ses produits dérivés, tels que l'ammoniac.

Avec l'hydrogène naturel et l'hydrogène vert, Hydroma compte devenir le leader mondial de l'hydrogène renouvelable et positionner l'Afrique en tant que champion de la transition énergétique.

Bibliographie

[1] BRIÈRE D. & JERZYKIEWICZ T. (2016), "On generating a geological model for hydrogen gas in the southern Taoudeni Megabasin (Bourakebougou area, Mali)", Barcelona (Spain).

[2] PRINZHOFER A., CISSÉ Tahara C. S. & DIALLO A. B. (2018), "Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali)", *Int. J. Hydrog. Energy* 43, pp. 19315-19326.

[3] FRANKE Dieter, BLUMENBERG Martin & PEIN Martin (2020), "Wasserstoff vorkommen im geologischen Untergrund", *Commodity TopNews* 63.

Le soutien public à l'innovation de rupture

Par **Christophe STROBEL**, **Xavier LACHAUME** et **Adrien SUTTER**

Direction générale des Entreprises du ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique

L'innovation de rupture est une innovation qui bouleverse un marché et ses acteurs. Elle est par nature imprévisible, complexe, risquée et s'inscrit dans la durée. Elle peut être issue de la mise sur le marché de technologies elles aussi de rupture : c'est-à-dire des technologies radicalement différentes, qui rendent obsolètes les technologies existantes. Pour encourager l'innovation de rupture, le soutien à l'émergence et à la maturation de nouvelles technologies est donc primordial.

Une démarche particulièrement fructueuse a été développée par l'agence américaine d'innovation pour la Défense (la DARPA). Dans cet article, nous exposons brièvement les différentes approches du soutien public apporté à l'innovation, puis la spécificité de l'innovation de rupture, ainsi que celles du modèle qu'est la DARPA et de ses répliques à l'étranger.

Le paysage français des aides à l'innovation a profondément évolué ces dernières années, faisant une place accrue à l'innovation de rupture : dès 2019, à travers les quatre Grands défis d'innovation de rupture (<https://www.gouvernement.fr/decouvrir-les-grands-defis>) et le plan « Deep tech », dotés respectivement de 120 M€ et 2,5 Mds€ ; puis en 2021, avec le plan d'investissement « France 2030 », qui prévoit de consacrer 6 Mds€ aux innovations de rupture. Dans l'optique d'exposer l'ambition de ces mesures, nous commencerons par rappeler les sous-jacents du soutien public à l'innovation et la spécificité de l'innovation de rupture. Nous nous pencherons ensuite sur le modèle original qu'est la DARPA, dont se sont inspirés les Grands défis.

Les raisons du soutien public à l'innovation

Innovation incrémentale et innovation de rupture

Le Manuel d'Oslo de l'OCDE définit quatre types d'innovations : de produit (introduction d'un nouveau bien ou service, ou amélioration sensible de leurs caractéristiques fonctionnelles), de procédé, de commercialisation et d'organisation.

À l'intérieur de cette typologie, il est encore possible de distinguer, au regard de la continuité, des évolutions successives des innovations. L'innovation peut, en effet, d'abord être incrémentale, en apportant des améliorations à une base existante : nous pensons, par exemple, aux *smartphones* actuels, qui intègrent, au fur et à mesure de leur apparition, différentes briques technologiques, comme des capteurs photos

de meilleure qualité. Puis elle peut être radicale ou de rupture, lorsqu'elle se traduit par la création d'un nouveau marché ou aboutit au bouleversement de la hiérarchie existante. Ce concept est indissociable d'une prise de risque, le nouveau produit n'ayant pas encore fait ses preuves au niveau technique ou commercial.

Dans le sillage des travaux de Joseph Schumpeter sur le processus de destruction créatrice, l'économiste Clayton Christensen a ainsi mis en exergue dans son ouvrage, *Le dilemme de l'innovation*, paru en 1997, trois caractéristiques fondamentales de l'innovation de rupture : 1) elle rompt avec le modèle économique du secteur, 2) elle crée une nouvelle source de croissance et 3) elle renverse la hiérarchie de domination du marché⁽¹⁾.

Lorsqu'elle renvoie à l'introduction d'une nouvelle technologie, l'innovation de rupture naît de travaux de R&D menés à partir d'une connaissance nouvelle ou résultant de la jonction entre des recherches se rattachant à différentes disciplines, dans une logique de rétroaction combinatoire⁽²⁾. La création du GPS, du laser ou de l'avion à réaction correspondent au premier cas de figure. Les lanceurs spatiaux réutilisables renvoient au second, dans la mesure les technologies sous-jacentes à cette innovation étaient déjà présentes.

⁽¹⁾ Les acteurs établis n'ayant pas d'intérêt à innover d'une façon radicale, une telle innovation risquant de remettre en cause leur position sur le marché.

⁽²⁾ « Qu'un savoir-faire nouveau apparaisse, comme le laser, il est intégré dans la constitution de grappes techniques diverses éparses dans tout le champ des techniques. Ce mécanisme partout présent est évidemment indissociable du caractère intrinsèquement collectif de l'activité technique ». André Lebeau, dans *L'engrenage de la technique*, 2005.

Les théories de la croissance endogène justifient une intervention publique en faveur des activités de R&D

La justification d'un soutien public à l'innovation, *a fortiori* de rupture, repose sur les travaux afférents à la croissance économique, qui ont permis de souligner le rôle moteur joué par le progrès technique.

Le modèle de Solow (1957) lui attribue ainsi la plus grande part de la croissance économique, à côté de l'investissement en capital et de la croissance de la population. Selon plusieurs études économétriques, ce résidu, dit de Solow, contribue entre 40 et 60 % à la croissance⁽³⁾.

Exogène dans le modèle de Solow, c'est-à-dire considéré comme donné, le progrès technique va faire l'objet de nouveaux modèles dans les années 1980 et 1990, dans lesquels il apparaît comme endogène : ces modèles soulignent le rôle central du capital humain (formation, connaissances), des infrastructures et des dépenses d'innovation. En particulier, le modèle de Romer (1990) illustre les externalités positives pour l'économie que génèrent les activités de R&D d'une entreprise : à travers la diffusion de la connaissance (*knowledge spillover*), elles bénéficient à tous et font augmenter la productivité des agents économiques, y compris des agents extérieurs à l'entreprise considérée.

Les théories de la croissance endogène apparaissent, par conséquent, comme des théories de l'offre, justifiant une intervention de l'État pour soutenir les activités de R&D. Cette intervention peut être d'autant plus nécessaire que les secteurs concernés se heurtent à des failles de financement, résultant d'une aversion des acteurs privés à un risque élevé ou de ce que certaines technologies sont essentiellement poussées par le secteur public dans le but de répondre à des défis sociétaux (santé, transition énergétique et écologique).

Les différentes formes du soutien public à l'innovation

Le soutien public à l'innovation de rupture : un schéma composite

La double logique de bouleversement des marchés, d'une part, et de valorisation de la recherche, d'autre part, c'est-à-dire de transformation des résultats de cette dernière en actifs économiques, a fait de l'innovation de rupture un objectif prioritaire des politiques publiques, celle-ci étant susceptible de générer des externalités positives plus importantes que l'innovation incrémentale. Les États-Unis, en particulier, ont mis en place des agences d'innovation de rupture ou de valorisation de la recherche dès les années 1950, dans un contexte de questionnement croissant sur la valorisation de la recherche⁽⁴⁾ et de rationalisation des moyens.

⁽³⁾ Les travaux de Carré, Dubois et Malinvaud ont amené à estimer ce résidu à 50 % de la croissance française entre 1951 et 1969.

⁽⁴⁾ Questionnement qui aboutira au rapport Charpie en 1967 : « L'effort de recherche, bien qu'il soit nécessaire, ne suffit aucunement à susciter l'innovation. »

Le soutien à l'innovation de rupture s'inscrit donc dans une logique d'intervention publique plus générale, celle conduite en faveur de la R&D et de l'innovation ; elle s'en distingue par le degré de risque associé (fort investissement à l'amorçage, barrières à l'entrée, absence de marché au moment de l'investissement). Cette intervention prend des formes très variées, que l'on peut schématiser selon plusieurs dichotomies. Elle se traduit :

- sur un plan structurel, par l'amélioration des conditions cadre de l'innovation (éducation, qualité de la recherche, infrastructures de recherche, propriété industrielle, etc.) ou, de façon dirigée, à destination des acteurs économiques, par un financement public d'une partie des activités de R&D et d'innovation ;
- par des financements indirects, sous forme de crédits fiscaux, ou directs, sous forme d'aides allouées à des projets portés par des laboratoires et/ou des entreprises ;
- par un soutien en amont, lors de la phase d'idéation et de maturation, ou en aval, au stade de la production ou de la mise sur le marché ;
- par une approche portant sur la technologie en elle-même, indépendamment des considérations commerciales (*techno-push*) ; ou subordonnant le soutien à la technologie à son application commerciale (*market-pull*) ;
- de façon verticale (*top-down*), par le choix *a priori* des technologies ou des secteurs soutenus ; ou de façon horizontale (*bottom-up*), sans orientation *a priori*.

Ces distinctions, bien que schématiques, permettent de mettre en lumière les spécificités associées à chacune des finalités précitées de l'intervention. Pour autant, elles sont complémentaires et souvent, en pratique, mêlées. Nombre de dispositifs de soutien public sont d'ailleurs construits dans une logique de *continuum*. C'est le cas, par exemple, du Small Business Innovation Research (SBIR) et du Small Business Technology Transfer (STTR) américains qui fonctionnent selon une logique d'entonnoir pour accompagner les *start-ups*, notamment celles issues des laboratoires, depuis le stade de l'idée jusqu'à celui de la commercialisation, en cumulant subventions, commandes publiques et services d'accompagnement.

Ces politiques ne s'adressent cependant pas à toutes les formes d'innovation. Elles visent essentiellement l'introduction d'une nouvelle technologie sur le marché. Requérant moins de capitaux et d'efforts de recherche, l'innovation non technologique est, en effet, considérée comme plus facile à développer par les acteurs privés ; elle fait ainsi moins l'objet de mesures de soutien de la part de la sphère publique.

Le soutien français à l'innovation de rupture

Le modèle français de soutien à l'innovation de rupture reprend les grandes caractéristiques précitées, au travers de différents dispositifs apparus principalement au cours des vingt dernières années.

Après la courte expérimentation d'une Agence pour l'innovation industrielle créée en 2005, laquelle a été suivie par la mise en place de dispositifs de soutien à

des programmes collaboratifs de R&D, cette politique de soutien a été réaffirmée en 2018 avec une enveloppe de 120 M€ dédiée aux Grands défis et une autre de 2,5 Mds€ ouverte dans le cadre du plan « Deep tech », puis en 2021 avec le plan « France 2030 », qui prévoit de consacrer à cet effet 6 Mds€. Elle repose sur des approches combinées, essentiellement *bottom-up*, qui donnent la priorité à l'émergence de *start-ups* à haute intensité technologique. Cette politique s'articule autour des leviers énumérés ci-après :

- En amont :
 - le soutien au développement d'équipements de recherche, en particulier ceux associés à certains secteurs émergents à fort contenu technologique (quantique, cybersécurité, hydrogène décarboné, plateformes de bioproduction, etc.), et à la maturation technologique ;
 - des aides directes distribuées aux *start-ups* à haute intensité technologique (objet du plan « Deep tech »), pour la plupart issues de laboratoires. Elles se caractérisent par des besoins financiers importants et une longue durée pour la mise sur le marché de leurs produits ou services ;
 - le financement de programmes de R&D collaboratifs structurants conduits par des entreprises, en collaboration ou non avec des laboratoires.
- En aval :
 - l'attribution de bourses et d'aides pour des diagnostics permettant aux porteurs de projet de mieux positionner leurs produits ou leurs services par rapport au marché ;
 - ainsi qu'une offre de programmes d'accompagnement et d'accélération, en particulier ceux animés par la French Tech, dans le cadre desquels sont sélectionnées des *start-ups*, qui sont en phase de forte croissance et sont porteuses d'innovation de rupture, pour leur offrir toute une gamme de services (simplifications administratives, mise en relation avec des acheteurs publics, préparation à leur introduction en bourse...).

En parallèle, cette politique a établi un cadre favorable pour les « chercheurs-entrepreneurs », notamment à travers la loi Pacte de 2018, qui a introduit plusieurs mesures visant à faciliter les passages entre le monde de la recherche et celui de l'entrepreneuriat, et à renforcer les titres de propriété industrielle.

Un soutien spécifique à l'innovation de rupture : le modèle ARPA

L'originalité du modèle ARPA

Dans le paysage du soutien public à l'innovation de rupture, le modèle de l'agence américaine d'innovation pour la Défense (DARPA) est remarquable. Il s'agit de programmes de recherche ou de concours *problem-oriented*, c'est-à-dire dont le point de départ est la formulation d'un problème technique ou scientifique précis, mais dont la solution sera recherchée sans *a priori* technologique.

La DARPA a été créée en 1958 pour éviter un nouvel « effet Spoutnik » : les Américains venaient de découvrir avec surprise l'avancement technologique des Soviétiques lors du lancement du satellite Spoutnik, en 1957. La DARPA a ainsi pour ambition d'éviter que les États-Unis ne soient à nouveau dépassés technologiquement par une puissance étrangère, et donc d'assurer une domination technologique américaine dans le domaine militaire. Transposé à d'autres secteurs, comme la transition énergétique (ARPA-E), le renseignement (I-ARPA) et, à terme, la santé (ARPA-H), le modèle de cette agence repose sur plusieurs principes directeurs :

- des programmes de recherche dotés de moyens conséquents (20 à 80 M\$) sont confiés à des directeurs de programme. Ils ont pour objectif de répondre à un besoin d'ordre technologique ou scientifique défini en lien avec l'armée américaine ;
- chaque directeur de programme dispose d'une grande autonomie de décision et d'une capacité de proposition, y compris en dehors de son champ de compétence ;
- il bénéficie d'une liberté de choix au regard des modalités d'intervention, oscillant entre des actions ponctuelles (appels à projets, concours, constitution de consortiums...) et des actions écosystémiques (création de structures d'accompagnement, de plateformes de données...);
- chaque directeur est recruté sur un contrat de courte durée correspondant à celle du projet (de l'ordre de trois ans). Il est sélectionné au regard de sa forte compétence scientifique et de sa capacité à fédérer l'écosystème de recherche et industriel (laboratoires, *start-ups*, grands groupes), que ce soit au travers de mises en relation individuelles ou de la constitution de groupes de travail formels. La première étape de ce programme réside dans l'établissement d'une feuille de route coconstruite par les parties constitutives de l'écosystème précité, un travail d'une durée d'environ six mois ;
- le directeur de programme est épaulé par un comité scientifique composé de personnalités qualifiées, de représentants des administrations et du monde scientifique. Ce comité discute de ses propositions et peut le mettre en contact avec des acteurs ou des administrations pouvant faciliter l'aboutissement du projet.

À son niveau, la DARPA reçoit des orientations générales émanant du gouvernement, mais elle est autonome dans le choix de ses programmes et le recrutement des directeurs de programme. Elle est conseillée par un collège de personnalités qualifiées, qui se réunit annuellement pour déterminer les problématiques et enjeux technologiques d'avenir.

La DARPA n'est pas un organisme de recherche. Même s'ils sont issus du monde de la recherche, les directeurs de programme n'agissent pas en tant que chercheurs. Dans le cadre de leurs programmes respectifs, ils sont porteurs d'une vision qui provient des besoins exprimés par les militaires. Ils sélectionnent les idées de recherche et de technologie prometteuses qui s'inscrivent dans cette vision. Ils n'ont pas d'*a priori* technologique : ainsi, ils financent souvent des techno-

logies concurrentes, dès lors qu'elles ont le potentiel de remplir la fonctionnalité attendue.

Les programmes de la DARPA visent le transfert technologique des travaux de la recherche vers l'industrie, lesquels s'inscrivent dans le temps long – la durée typiquement visée est de dix ans –, et non les débouchés commerciaux de court terme. L'agence est dirigée par un responsable nommé par le pouvoir politique, pour une durée moyenne de deux à trois ans. Ces mandats courts ont pour conséquence que, dans la majorité des cas, le responsable ne verra pas l'achèvement des programmes commencés sous son mandat : une brièveté des fonctions qui atténue pour lui le risque d'être soumis à une pression visant à obtenir des résultats immédiats. Cela garantit aussi son autonomie.

Ce modèle suppose une acceptation forte du risque (85 % des projets n'atteindraient pas leur objectif), une délimitation marquée de la frontière entre le politique et l'opérationnel, une prépondérance accordée aux experts scientifiques, dans la définition des programmes jusqu'à la sélection des projets, ainsi que des moyens administratifs pour recruter des directeurs de programme à fortes compétences et leur offrir un support logistique suffisant pour mener à bien leurs actions.

Transpositions du modèle ARPA en Europe

La DARPA est connue pour être à l'origine d'Internet, du GPS, et même des drones et de l'ARN messager. Ces nombreux succès ont amené plusieurs pays à chercher à reproduire son modèle.

L'Allemagne a ainsi créé son agence d'innovation de rupture, SprinD, qui a été dotée de 1 Md€ sur dix ans. Le Royaume-Uni est en train d'en faire de même avec l'ARIA : en cours de constitution, elle bénéficie d'un budget de 800 M£ sur quatre ans.

L'Union européenne, quant à elle, a mis en place le Conseil européen de l'innovation (EIC), lequel bénéficie de 10 Mds€ sur la période 2021-2027. L'EIC peut intervenir sous forme de subventions ou d'investissements en fonds propres, dans le but d'accompagner dès la phase de R&D les *start-ups* à fort contenu technologique, par exemple dans les domaines de l'informatique quantique, du spatial ou encore de l'aéronautique décarbonée. Il dispose d'une panoplie de services visant à accélérer la phase de mise sur le marché.

La France a elle aussi expérimenté le modèle ARPA mais à petite échelle, au travers des quatre Grands défis d'innovation de rupture, lancés en 2019, dans les domaines suivants : l'automatisation de la cybersécurité, la certification de l'IA, l'amélioration des diagnostics médicaux par l'IA et les biothérapies innovantes. Même s'il est encore tôt pour tirer un bilan définitif de cette initiative, en particulier sur son impact réel, les programmes en question ont donné lieu à des actions très différentes, illustrant la nécessité de faire preuve de souplesse en la matière et de tenir compte du positionnement compétitif de chaque écosystème. Ils illustrent également l'intérêt de s'appuyer sur des directeurs de programme recrutés sur la base de leur excellence scientifique, de leur créativité et de leur capacité à identifier sur le terrain les acteurs capables de faire avancer les projets, voire d'agir en tant qu'ensemble : à l'instar du Grand défi sur la certification de l'IA, qui a donné lieu à un programme ambitieux de 45 M€ associant académiques et entreprises, en vue de concevoir et d'industrialiser des systèmes à base d'IA de confiance.

Le fort renforcement des moyens déployés en faveur de l'innovation de rupture, comme prévu dans le plan d'investissement France 2030 annoncé en 2021, permettra d'inscrire cette dynamique dans la durée et l'asseoir sur un modèle de gouvernance qui est en cours de définition à l'heure où cet article est écrit.

ANNEXE 1 : Taxonomie des interventions

Approches guidant un développement technologique	
techno-push	technologie développée d'abord pour elle-même
market-pull	cas d'usage commercial à l'origine du développement technologique
Maturités technologiques	
amont	proche de la recherche, le risque technologique est encore élevé (TRL faible)
aval	proche du marché, le risque principal est d'ordre commercial (TRL élevé)
Types d'innovations	
innovation incrémentale	apport d'améliorations marginales à une base existante
innovation de rupture	apparition d'une technologie ou d'un service auparavant inexistant
Approches guidant la sélection de projets	
vertical ou top-down	soutien de projets répondant à une orientation précise déterminée <i>a priori</i> : secteur, technologie, voire problème scientifique précis (<i>problem-oriented</i>)
horizontal ou bottom-up	soutien de projets partageant des caractéristiques communes (âge, taille, intensité technologique, difficultés rencontrées...), mais sans <i>a priori</i> technologique ou sectoriel
Modes d'intervention publique	
structurel	amélioration des conditions cadre de l'innovation (éducation, qualité de la recherche, infrastructures de recherche, propriété industrielle, etc.)
dirigé	soutien aux porteurs ou aux projets d'innovation
Types de soutien public	
direct	financements accordés aux projets (subventions, prêts, fonds propres...)
indirect	crédits fiscaux accordés aux porteurs des projets
Modalités de sélection des projets	
aide guichet	aide accordée dès lors que les critères d'éligibilité aussi bien objectifs que génériques sont respectés
aide sélective	aide accordée sur la base d'une analyse de l'opportunité du projet selon différents critères (qualité de la technologie, impact économique ou écologique...)
« faux concours »	proches de l'aide sur critères, à la différence que la contrainte budgétaire conduit à un faible taux de sélection
concours	sélection des meilleurs projets selon un nombre qui est déterminé <i>a priori</i>

ANNEXE 2 : Liste des challenges DARPA

Année	Nom	Thème et Contexte	Résultats
2004	Grand Challenge	Accélérer la recherche et le développement d'applications militaires pour le véhicule autonome alors que le Congrès avait demandé quatre ans plus tôt qu'un tiers des véhicules de combat au sol soient autonomisés d'ici à 2015.	DARPA avait consacré 1 M\$ à ce défi, mais aucun des 15 véhicules finalistes n'est parvenu à finir le circuit dessiné dans le désert du Nevada.
2005	Grand Challenge	Même thème que le Grand Challenge de 2004.	2 M\$ ont été remportés par une équipe de Stanford qui est parvenue à finir un circuit de 212 km dans le désert précité, et ce en moins de 7 heures. Cinq autres équipes ont réussi le challenge. Cela indique que les équipes ont continué à améliorer leurs prototypes et obtenu des résultats bien meilleurs en moins d'un an.
2007	(Urban) Grand Challenge	Accélérer les développements relatifs aux véhicules autonomes appelés à circuler en milieu urbain (respect de la signalisation, des intersections, stationnement...).	Trois équipes se sont vu octroyer une récompense d'un montant allant de 0,5 à 2 M\$.
2009	Network Challenge	Localiser le plus rapidement possible 10 ballons météo installés dans différents endroits du pays en utilisant la puissance des réseaux informatiques et des moyens de géolocalisation.	
2012	Robotics Challenge	Après la catastrophe de Fukushima, au Japon, ce challenge visait à concevoir des robots capables d'effectuer des opérations humanitaires complexes dans des situations d'urgence. Les robots finalistes devaient effectuer une course sur un parcours comportant plusieurs obstacles/difficultés.	Deux équipes (l'une américaine et l'autre coréenne) ont remporté au total 3,5 M\$.
2013	FANG Challenge	L'objectif du programme FANG était de tester les outils de conception et les bibliothèques de modèles META ainsi que la plateforme VehicleFORGE, qui ont été créés dans le but de réduire considérablement le temps entre la conception et la production d'un système de Défense complexe.	Un prix d'1 M\$ a été accordé à l'équipe Ground Systems, laquelle se composait de 3 personnes.
2014-2015	Chikungunya Challenge	Mettre en place des outils capables d'anticiper la vitesse de diffusion et l'ampleur d'une épidémie afin d'aider les services d'urgence à mieux déployer leurs dispositifs en cas de crise.	Plusieurs équipes ont obtenu des sommes allant de 50 à 150 k\$ selon la fiabilité de leurs modèles. Par la suite, ces équipes ont continué à perfectionner leurs modèles en lien avec les autorités.
2016	Cyber Grand Challenge	Tester les systèmes de cyberdéfense développés par plusieurs équipes.	Lors du DEF CON (événement dédié au <i>hacking</i> et organisé à Las Vegas), ces dispositifs ont été testés et comparés en présence du public grâce à une visualisation des attaques et des réactions.
2017	Spectrum Collaboration Challenge	Trouver des moyens pour optimiser l'allocation des bandes passantes et des fréquences électromagnétiques afin d'anticiper l'accroissement du nombre d'appareils connectés à Internet.	Sur 90 équipes inscrites, 18 ont été présélectionnées. 5 équipes (toutes américaines) ont été récompensées. Une a obtenu un prix de 75 k\$, une seconde un prix de 50 k\$ et les trois autres un prix de 25 k\$ chacune.
2017	DARPA Subterranean Challenge	Trouver de nouvelles approches pour cartographier, se mouvoir et faire des recherches rapidement dans des environnements souterrains lors d'opérations de combat ou de scénarios d'intervention en cas de catastrophe, des situations où le temps presse.	20 équipes différentes réparties sur deux compétitions (8 sur Systems et 12 sur Virtual). L'événement final a eu lieu en septembre 2021, avec à la clé des prix allant jusqu'à 3,5 M\$ pour la compétition Systems et jusqu'à 1,5 M\$ pour la compétition Virtual.
2018	DARPA Launch Challenge	Remettre en question les échelles de temps, les technologies, les systèmes et les processus qui limitent actuellement l'accès à l'espace. Le défi vise à minimiser l'infrastructure nécessaire au lancement, à améliorer la réactivité et à tirer parti des progrès réalisés dans la cadence des lancements commerciaux, pour démontrer des capacités flexibles en la matière pouvant être mobilisées en quelques jours plutôt que sur des années, et ce pour répondre aux besoins de la Défense américaine.	3 équipes qualifiées, qui chacune ont reçu 400 k\$. En 2020, seule une équipe, Astra, était encore impliquée dans le challenge, les autres ayant abandonné. Elle restait en compétition pour remporter le prix de 12 M\$, si elle réussissait deux lancements. Elle n'y est pas parvenue.

ANNEXE 3 : Actions lancées dans le cadre du Grand défi « Certification de l'IA »

	Intitulé		Descriptif
Grand défi de la sécurisation, certification et fiabilisation de l'intelligence artificielle	Axe 1	Programme confiance.ai	Création d'un environnement logiciel (méthodes, outils) pour la conception, le test, la vérification, le déploiement et la maintenabilité de systèmes à base d'IA de confiance. Un programme de R&T multipartenaires confié à IRT SystemX.
	Axe 2	Programme Prisma	Création d'une plateforme d'évaluation et de qualification applicatives en vue d'homologuer ou de certifier les futurs produits à base d'IA, sur un cas d'usage, celui de la mobilité autonome. Un projet de R&T multipartenaires piloté par l'Université Gustave Eiffel.
	Axe 3	Normalisation en IA	Projet de normalisation et de standardisation en IA conduit en lien avec l'Afnor, dans le but de promouvoir une vision éthique, sociétale et économique de l'IA de confiance.

Hydrogen and decarbonation

Preface

Roland Lescure, Minister Delegate in charge of Industry

Introduction

What strategy for the low-carbon hydrogen industry?

Claude Trink and Mathieu Monville,
Pôle de plasturgie de l'Est (PPE),
Saint-Avold (Moselle)

National Strategy

Decarbonated hydrogen: an interministerial strategy and renewed governance

Hoang Bui, General Secretariat for Investment, under the authority of the Prime Minister

France has built a Hydrogen strategy to guarantee its independence. Through this strategy, which it has endowed with substantial financial resources (€8.9 billion), it aims to produce its own hydrogen by electrolysis and accelerate the deployment of its decarbonization, while at the same time pursuing a global industrial ambition. It is thus racing in the leading pack.

After the health crisis, the State's departments got down to work and adopted a new form of governance, in which they systematically work in interministerial cooperation – a work that is the basis of the France Relance and France 2030 investment plans – and in permanent interaction with private players, notably through the National Hydrogen Council. The gas crisis has further strengthened our collective conviction that we must urgently break our dependence on fossil fuels, thanks to hydrogen and our decarbonized energies.

But the road is still long and paved with pitfalls. Is hydrogen always the best solution? Did we launch ourselves too early into electrolysis? Is it a no-regrets investment? Will we have enough electricity and "Made in France" equipment to install 6.5 GW of electrolysis capacity by 2030? Will we succeed, thanks to this massive deployment, in lowering the cost of decarbonated hydrogen produced? To do this, can we count on innovation, increasing the power and performance of electrolyzers and building gigafactories of equipment thanks to the exceptional financial support provided under the European IPCEI program, with the aim of supporting the dynamism of our industrialists?

When our neighbors, Spain or Germany, urge us to invest in hydrogen transport infrastructures by pipeline, are we right to say no because of the stranded costs, even if major industrialists ask us to do so? What if the real question is when? That is, when should we revisit

the question of what infrastructure might be needed to develop our own hydrogen pools? Will Germany, which has to import green hydrogen on a massive scale, destabilize local, and especially French, European production? What will be the price of this liquefied hydrogen (or ammonia) imported via Northern European terminals and the cost of its distribution? How can we find our economic reference points when the price of electricity, which until now represented 70% of the cost of the decarbonized hydrogen produced, has been multiplied by almost 9 (July 2022 compared to the end of 2020) and that of natural gas has been multiplied by 6?

What if the most important thing was the crew? Our ability to listen to each other, to understand the environment around us and the economic and technical developments to constantly readjust our course together? But also our ability to know how to change course when the path we have chosen leads us to a dead end.

An ambitious strategy for the development of hydrogen in France: issues and challenges

Philippe Boucly, President of France Hydrogène

The French hydrogen strategy is based on three pillars: 1) decarbonizing industry and relying on the large quantities of hydrogen needed to develop a competitive French electrolysis industry; 2) decarbonizing professional mobility (heavy or intensive); and 3) maintaining a high level of excellence for French research and innovation and developing skills and training.

To achieve the objectives set, the French hydrogen industry must change scale and pool uses in order to reduce costs. It is also necessary to promote technological neutrality and, alongside electrolysis, to develop other production methods (steam reforming of natural gas and CCS, thermolysis of biomass, plasmolysis of methane, etc.). In addition, Europe's support policies must be extended to low-carbon hydrogen, in particular to achieve the ambitious targets set by the REPower EU plan.

The deployment of hydrogen technologies must be a lever for reindustrialization. Finally, access to low-cost electricity and to an organized hydrogen market in the medium term thanks to an adapted transport and storage infrastructure is a key issue for producers and consumers.

Regulatory issues of risk management related to new hydrogen technologies

Bruno Debray, Benno Weinberger and Franz Lahaie, INERIS, Verneuil-en-Halatte

Hydrogen as an energy carrier is identified as a technological brick for the transition to low carbon energy. The number of installations using hydrogen and of vehicles

using this gas as a fuel is expected to increase. Their diversity should also increase. Regulations will have to accompany these developments. In this article, we present the general regulatory framework applicable to hydrogen technologies and some of the issues and challenges of adapting these regulations to promote the development of the installations and components necessary for the production of this gas and its new applications in terms of mobility.

Hydrogen, a regulator's point of view

Ivan Faucheux, Member of the college of the French Energy Regulatory Commission

The energy crisis is forcing all players in the energy system to rethink their historical operating methods. The brutality of this crisis, which originates in an even more appalling geopolitical brutality, is accelerating these reflections and forcing them to act even faster than anticipated. Hydrogen, before being an energy carrier, especially for transport, is a basic molecule for industry. Because of its dependence on gas and its carbon character, the production of hydrogen by decarbonized means is becoming a climatic emergency, but also a geostrategic one for Europe and France.

In this article, we intend to give, as a member of the CRE, the point of view of this commission, but with some more personal comments. As a preliminary caveat, the figures provided are often pre-crisis (especially for gas and electricity prices) and must therefore be considered above all as orders of magnitude. As we do not have a crystal ball that is good enough to predict prices three years from now, which will depend on the conditions of gas supply from Russia and the availability of nuclear power for France, we invite the reader to use them as a first-order proxy to project oneself into a future where the crisis of the war in Ukraine will be managed, but where the climate emergency will remain...

A major asset in the French strategy: the important project of common European interest (PIIEC/IPCEI) on hydrogen

Olivier Marfaing, General Directorate of Enterprises (DGE), Ministry of the Economy, Finance and Industrial and Digital Sovereignty

The development of the hydrogen sector covers a double challenge, both ecological and economic. The European and French strategies announced in 2020 set an ambitious course on both fronts, while recognizing the scale of the industrial transformation and investments required to develop this sector. State support is essential to sustain R&D, industrialization and the deployment of associated technologies. Strong political action at the French and European levels has enabled the launch of an important project of common European interest (PIIEC) on hydrogen at the end of 2020. In this article, we present the important tool that is this PIIEC and the modalities of its implementation for the benefit of hydrogen over the years 2021-2022. We will provide an initial feedback and give some initial perspectives.

Supporting the deployment of the French hydrogen industry at the initiative of local ecosystems

David Marchal and Luc Bodineau, Ademe

Ademe (French Agency for Ecological Transition) has been supporting hydrogen technology for more than fifteen years on the R&D side and, since 2018, with regard to the deployment of territorial ecosystems. For the Agency, its support must pursue a triple objective: to be able to massively decarbonize certain sectors that have no other alternative (heavy mobility, industry), to accompany the maturation of a French industrial sector and to ensure the development of hydrogen with benefits for the electrical system. In this article, we recall the fact that the industry has reached technological maturity and specify the future R&D challenges. In addition, we describe the markets to be supported as a priority in terms of price competitiveness and industrial issues. We also focus on territorial ecosystems, which constitute one of the short-term markets for initiating the development of the sector in the territories and offer the first outlets for manufacturers before the implementation of more massive support mechanisms. Finally, we shed light on the foresight exercise that is Transition(s) 2050, which helps to reinforce the orientations of public policies and identify promising sectors that are not currently supported.

Territorial projects and development of services and skills for the sector

The Lorraine coal basin, a territory that has long been interested in hydrogen

Gilbert Pitance, Chairman of the Council of the IUT de Moselle Est – First Director of ALPHEA

Heavy industry and energy-consuming regions working on the long term have always practiced prospective studies. Lorraine prepared the end of its steel and coal activities.

The birth of nuclear electricity production in Cattenom prompted reflection on the massive production of hydrogen via a technology watch unit and various tests and studies from 1995.

The proximity of neighboring Germany has made it possible to initiate fruitful contacts with organizations having the same goal.

The data collected and the impulse given have made it possible, despite the structure's shutdown, to be active during the implementation of national hydrogen strategies in France and Germany and to offer a replacement activity in a cross-border area during the shutdown of one of the last coal-fired power plants in France.

Hydrogen Strategy: a new stage in the reindustrialization of a border region

Claude Trink, President of the Pôle de plasturgie de l'Est (PPE), and **Gilbert Pitance**, General Delegate of PPE

An industrial development program for East Moselle has been defined within the framework of a reindus-

trialization that has become essential following a series of industrial closures. This program is based on 30 years of local knowledge in the use of hydrogen and is mainly oriented in two directions: on the one hand, the progressive installation of massive hydrogen production equipment in order to satisfy the needs of heavy mobility and especially the decarbonization of neighboring industries and the Saarland steel industry by adapting the existing transport and storage infrastructures; and, on the other hand, the creation of a training and certification center in order to develop the necessary professional skills. This program is thus part of the implementation of a cross-border Hydrogen Valley extended to Saarland, Luxembourg and Belgium.

ISTHY: a test and certification center for the hydrogen industry

Michel Romand, Haitham S. Ramadan and Paul Morot, ISTHY (Institute of Hydrogen Storage)

ISTHY (the Hydrogen Storage Institute), the first French test and certification industrial laboratory, is dedicated to actors of hydrogen whether they are integrators, manufacturers, users, or impartial organization in their field. The activity of this latter consists of the conformity and certification tests that will be applied to tanks or storage systems before being placed on the market. For the test and certification process, ISTHY follows either/both regulatory or/and normative standards depending on the application market (mobility, stationary, transport, etc.). From a scientific point of view, this paper deals with discussing the main storage technologies, components, systems, together with their characteristics and positionings regarding the different application markets. The different test and certification standards are presented. ISTHY contributes to the knowledge dissemination to human resources in the hydrogen sector through its training academy and participates in the scientific research.

A training project anchored in a territory to increase the skills of hydrogen technicians: the "Terre de SyHyEn" project

Thierry Zimny, Professor of analytical chemistry at the University of Lorraine, **and Mathieu Monville**, Hydrogen project manager at the Pôle de Plasturgie de l'Est (PPE)

The current ecological and energy crisis is accelerating the development in France of a massive low-carbon hydrogen production sector, a development supported by a public incentive policy. In this announced international competition, a crucial issue is to anticipate training needs and to set up evolving courses that adapt to the needs of the industry's players. Local initiatives are emerging, but there are still not enough of them to meet the challenges ahead. The "Terre de SyHyEn" project, accredited by the Materialia competitiveness cluster, is an example of how a region can bring together technological training players based on a network of university technology institutes (IUTs) to serve an economic and ecological ambition.

A course of excellence to train expert engineers in the field of hydrogen energy

Pr Nadia Yousfi Steiner, University Professor

Winner of the IDEFI program led by the French government in 2012, the CMI curriculum of the FIGURE network has led a profound and sustainable transformation of universities, both in terms of teaching practices and in terms of training quality. The CMI H3E is one of these CMIs, created in 2014 at the University of Franche-Comté around hydrogen Energy to train scientific and technical executives in hydrogen with enhanced capacities in innovation and societal openness.

Benefiting from an exceptional Training-Education-Research-Industry ecosystem: 2 leading laboratories on hydrogen, a strong industry, a "Territoire hydrogène" labeled region since 2016 and a university that counts Environment and Hydrogen among its priorities, the CMI H3E aims to offer excellent training for a new generation. It relies on 2 historical master's degrees in electrical and thermal engineering and on a teaching staff of recognized experts.

New uses

Decarbonizing the steel industry: the challenges of "green steel"

Jean-Pierre Birat, Founder and Chairman of IF Steelman

The Steel industry generates 7% of the world's anthropogenic emissions and is faced with the challenge of reducing its emissions by 55% in 2035 and of reaching Net-Zero by 2050. As society will continue using steel for a long while, breakthrough solutions ought to be implemented to meet these very ambitious goals. R&D has been busy in the last 30 years to identify and experiment solutions up to high TRLs. If they still fall short of full maturity, the problem is that the business model to finance them remains elusive. Among the solutions, direct reduction based on green hydrogen is promising to replace smelting-reduction carried out by carbon in a blast furnace. The article reviews the various breakthrough solutions available and focuses on hydrogen: in France, there are advanced projects at ArcelorMittal and in the SARLORLUX "Grande Region", where hydrogen would be generated in France, for injection into blast furnaces in Saarland, across the border.

Synthetic fuels produced from electrolytic hydrogen and CO₂ emissions from the cement sector: a vector for decarbonizing maritime transport

Pierre De Raphélis-Soissan, Hynamics' Development Director, **and Arthur Parenty**, Hynamics' Public Affairs Officer

Responsible for 2.5% of global greenhouse gas emissions, international shipping is one of the most difficult sectors to decarbonize. Among the possible decarbonization vectors that would allow us to maintain

an acceptable service for the economy, synthetic fuels produced from electrolytic hydrogen and CO₂ have clear advantages: in the form of synthetic methanol, they can be used to power existing combustion engine systems; moreover, they do not require recourse to biomass. While numerous projects for the mass production of synthetic fuels are being developed across Europe, a number of industrial, energy and regulatory challenges still need to be overcome to unlock the full potential of this sector.

Decarbonized mobility: the first bus retrofit project, the Normandy experience with Nomad

Thomas Tixier, Territorial Marketing Manager Transdev Normandie, **Amandine Allard**, Customer Manager Transdev Normandie, and **Antoine Millet**, Operations Manager Transdev Le Havre

Initiated by Transdev Normandie with the Normandy Region and carried out over two years in cooperation with a dozen institutional, industrial and academic partners, Nomad Car Hydrogen is the first project in the world involving the retrofit of a diesel thermal coach into a hydrogen electric coach.

By contributing to the reduction of greenhouse gas emissions and atmospheric pollutants, the Nomad Car Hydrogen is a sustainable and zero-emission mobility solution, contributing to the mitigation of climate change and the protection of the quality of the air in the Normandy region, while paving the way for a new sector allowing the retrofitting and life-cycle extension of heavy vehicles.

Through its collaborative and innovative character, the project contributes to the emergence of the H₂ ecosystem in Normandy. Indeed, it foreshadows the needs and resources necessary for its development such as the training of employees, knowledge of the environmental impacts associated with the life cycle of the new vehicle, the sociological analysis of the stakeholders, the reprogramming of the refueling station, adaptation of local authorities' specifications, risk and incident procedures (in connection with the SDIS), regulatory and legal documentation, technical retrofit expertise as such.

Hydrogen and truck freight transport

Jean-Pierre Hauet, Chairman of the Scientific Committee of Équilibre des énergies, and **Servan Lacire**, Director of R&D and Innovation at Bouygues Énergies & Services and Vice President of the Centrale Supélec Sustainable Energy Group

Electrolytic hydrogen is likely to contribute, alongside the direct use of electricity, to the decarbonization of the economy. The professional transport market, whether by road, rail or sea, is often cited as an important potential market for hydrogen. A study conducted by Équilibre des énergies evaluated the potential market for road freight transport and analyzed the infrastructures to be put in place by 2030 and 2050 for this market to develop. It shows that the hydrogen market for trucks can open up if hydrogen corridors are

set up at the trans-European level. But the competition with electric road systems has to be taken into consideration.

The hydrogen train

Stéphane Kaba and Laurent Dufour, Alstom

As a major contributor to the mobility sector, rail transport has a strong growth potential both for passengers and freight, given its fundamental role in the ecological transition. In a context where more than half of the European rail network is not electrified, the massive use of diesel trains is no longer compatible with the objectives of carbon neutrality by 2050. Public authorities seek to decarbonize mobilities by promoting modal transfer towards train and by replacing diesel train fleets by zero-emission solutions. Introducing hydrogen fuel cells in railways is a promising alternative in this race for decarbonation. As trains are showing massive, predictive, localizable and long-lasting usages, rail mission profiles are indeed an immediate and privileged use case. Hydrogen technology also offers high levels of performance in terms of range, speed, capacity and comfort. Finally, the large-scale deployment of hydrogen throughout Europe will strengthen the competitiveness of these solutions.

Alstom was a pioneer in the use of hydrogen in rail. Alstom designed, developed and manufactured the first 100% hydrogen regional train, the Coradia iLint, which is in commercial service since 2018 in Germany. The challenge associated with the integration of various elements (fuel cell, tanks, batteries, etc.) was overcome while meeting operational safety constraints. An acceleration of developments is now necessary in order to extend hydrogen technology to other types of passenger trains (e.g. regional bi-mode) and to freight locomotives while promoting synergies with other types of applications such as maritime or stationary.

New infrastructures and new offers

Building a European electrolysis industry: the transition to the industrialization stage

Roland Héquet, Vice President Strategy, Partnerships and Mobility, John Cockerill Hydrogen

Hydrogen is poised to establish itself as the major energy carrier of the 21st century, replacing and initially complementing current fossil fuel-based sectors. Hydrogen produced from renewable energy sources will account for 20% of Europe's electricity consumption in 2050 and will revolutionize industry, mobility and more generally energy management.

The production of this decarbonated hydrogen is a great opportunity for Europe in many ways. Of course, in terms of the fight against pollution and global warming but also in terms of economic and even technological leadership.

Electrolysers are a key element in the decarbonated hydrogen production chain. Building a European sector around this product is a major challenge requiring

significant research and development efforts, judicious technological choices, a normative framework and support to the sector.

Decarbonization of industry: the Hydrogen joker

Jean-Marc Leonhardt, H2V

Green hydrogen is on a roll!

Not a day goes by without announcements of hydrogen production projects. Today, 17 countries officially have a Hydrogen strategy, and 20 other countries have announced that they are actively working on this subject.

But this is not the first time that hydrogen is in the spotlight. Already in 1970, in France, some people imagined converting surplus nuclear electricity into hydrogen. Then in the 2000s, following the soaring prices of petroleum products and natural gas. Both times, the pressure quickly fell back for economic reasons.

Today, the situation has changed. Of course, the economic equation is not (yet) solved, but the urgency of reducing our CO₂ emissions has become somewhat more important than the economic aspects. Hydrogen appears to be an unavoidable solution to the global warming problem. Hydrogen, both the molecule and its energy content, is destined to replace traditional energy sources in almost all sectors, including industry, transportation and heating.

After the somewhat utopian scenarios of 2015 (for example, using only surplus renewable energy and storing it in the form of hydrogen in the natural gas network – the so-called “Power To Gas” scenario – which considerably limits the hours of production and increases the cost of hydrogen ; or imagine that hydrogen would first be disseminated in the form of micro-installations spread over the territory), the time is now for massive production installations, located in zones of massive or potentially massive consumption (zones called “basins” by France Hydrogen). It is obvious that massive production is necessary to reduce costs (CAPEX and OPEX), and that this only makes sense if consumption is on the same scale as production.

As a result, all efforts are now directed towards industry, which will drive volumes, allowing costs to fall and thus opening the doors to other applications such as mobility and energy uses. But how will hydrogen serve industry?

This is what we propose to review in this article.

MosaHYc or the conversion of a methane transport network to pure hydrogen transport

Laurent Muzart and François Martin, GRTgaz Hydrogen Division

The decarbonization of industry and mobility is at the heart of the challenges facing territories like Warndt Naborien, which requires a change of scale commensurate with the ambitions to foster and make more competitive the alternatives to fossil fuels.

The “Grande Region Hydrogen” is a hydrogen valley between France and Germany made up of projects covering the entire value chain. The MosaHYc project, the hydrogen transportation component of the ecosystem, is an industrial-scale demonstrator for the conversion of a natural gas transmission pipeline into hydrogen, which requires work on 4 key points:

- The evolution of steel integrity;
- The conformity of network equipment (valve, regulator...);
- The adaptation of equipment dedicated to quality and metering;
- The definition and implementation of industrial safety measures.

GRTgaz wants to position itself as a leading player in this field thanks to its “Research & Innovation Center for Energy”, and its expertise in the management of gas infrastructures.

Production of “turquoise” hydrogen by methane pyrolysis

Laurent Fulcheri, Research Director, PSL University, Mines ParisTech, PERSEE, Processes, Renewable Energy and Energy Systems Center, Sophia Antipolis

The production of “Turquoise” hydrogen is now attracting growing interest. This pathway is based on the pyrolysis of natural gas at high temperatures for the co-production of hydrogen and solid carbon. The main advantage of this method is its very low carbon footprint and its lower energy intensity than water electrolysis. In this article are discussed the different methods of methane pyrolysis with a particular focus on plasma pyrolysis which is the only and very first technology deployed at industrial scale allowing the co-production of hydrogen and high added value carbon black.

The HyPSTER project: emergence of a new form of massive hydrogen storage essential to achieving carbon neutrality

Yann-Éric Moret, Engineering student at the École Polytechnique, intern at Storengy

In order to reach carbon neutrality by 2050, Europe is banking on renewable hydrogen. And the emerging use of this new energy will have to be accompanied by massive storage solutions – all the more so in the current context of insecurity of supply of Russian gas. For more than 50 years, salt cavern storage has been used to store natural gas: it is now one of the most promising methods for storing flexibly massive amounts of hydrogen, thus bringing a solution to the intermittency of renewable electricity sources. However, its large-scale implementation requires the prior validation of certain technical parameters. In this context, the company Storengy has launched the first pilot project for pure hydrogen storage in a salt cavern for economic and industrial reproducibility, the HyPSTER project. In this article, we highlight the new technical issues raised by hydrogen storage in salt caverns, and an analysis of its strategic interest.

Decoupled Water Splitting for Green Hydrogen Production: Reshaping Water Electrolysis

Avner Rothschild, Department of Materials Science and Engineering, Technion – Israel Institute of Technology, Haifa, Israel, **Hen Dotan**, H2Pro, 2 Ha-Tokhen street, Caesarea Business and Industrial Park, Israel, and **Gideon Grader**, Department of Chemical Engineering, Technion – Israel Institute of Technology, Haifa, Israel

Green hydrogen production at scale is essential to fight global warming and climate change. The present water electrolysis technologies present significant barriers to meet this challenge, due to high system and operational costs that emerge from the need to divide each cell into gas-tight cathodic and anodic compartments to avoid mixing hydrogen with oxygen, and from intrinsic energy losses in the complex oxygen evolution reaction. Recent efforts to overcome these barriers include transformative approaches to decouple the hydrogen and oxygen evolution reactions using soluble redox couples or solid redox electrodes that mediate the ion exchange between the primary electrodes such that hydrogen and oxygen are generated at different times and/or different cells. This leads the way to membraneless electrolyzer architectures that can enhance safety, reduce system costs, and provide operational advantages such as high-pressure hydrogen production. In particular, E-TAC water splitting offers these advantages as well as ultrahigh efficiency and compact design of rolled electrode assemblies, opening new frontiers for advanced water electrolysis.

Green hydrogen in Morocco: state of play and prospects

Seddiq Sebbahi, **Nouhaila Nabil** and **Samir Rachidi**, Research Institute for Solar Energy and New Energies – IRESEN, **Mohammed El Ganaoui**, University of Lorraine, and **Abdelilah Benyoussef**, Hassan II Academy of Sciences and Techniques (Morocco)

In order to meet the objectives of international agreements (including the Paris Agreement), a profound transformation of the global energy system is required. In this regard, governments, companies, energy organizations and research institutes are exploring the potential of green hydrogen to achieve the Net Zero targets for carbon dioxide (CO₂) emissions from the energy sector. Morocco is determined to bring its energy security to a strategic and sovereign level by using all the possibilities that its positioning and potential offer. Indeed, the Kingdom's new development model calls for accelerating its supply of competitive low-carbon energy to society, as well as to the service and industrial sectors.

The discovery of natural hydrogen by Hydroma, a "Game Changer" for the energy transition

Asma Diallo, **Cheick Sidi Tahara Cissé** and **Jacques Lemay**, Hydroma Inc., and **Denis Joseph Brière**, Chapman Petroleum Engineering

Dihydrogen, commonly known as "hydrogen", is at the forefront of solutions identified to achieve carbon neutrality. To date, a whole palette of colors, as rich as a rainbow, is used to categorize it according to its carbon footprint and its environmental value (green, blue, etc.). One color that is not talked about enough is white hydrogen, also called "gold hydrogen", or natural hydrogen, or even native hydrogen.

Natural hydrogen is a new source of renewable primary energy, which can accelerate the achievement of global climate goals.

This discovery was made in Mali by Hydroma Inc., the Canadian company of Malian entrepreneur Aliou Diallo, who has demonstrated resilience and innovation in a complex security and sub-regional context.

In this article, we retrace the journey from the discovery of natural hydrogen to its use in the Bourakebougou pilot plant. We also present the challenges and prospects of this discovery for the African continent and the energy transition.

Miscellany

Public support for disruptive innovation

Christophe Strobel, **Xavier Lachaume** and **Adrien Sutter**, General Directorate of Enterprises of the Ministry of Economy, Finance and Industrial and Digital Sovereignty

Disruptive innovation is innovation that disrupts a market and its players. It is by nature unpredictable, complex, long-term and risky. It can result from the introduction of disruptive technologies: radically different technologies that make existing technologies obsolete. To encourage disruptive innovation, support for the emergence and maturation of new technologies is therefore essential.

A particularly successful approach has been developed by the US Defense Advanced Research Projects Agency (DARPA). In this article, we briefly outline the different public support approaches for innovation, then the specificity of disruptive innovation and the DARPA model, as well as its replications abroad.

Issue Editor : **Claude Trink and Mathieu Monville**

Ont contribué à ce numéro



D.R.

Amandine ALLARD

justifie d'une formation internationale suivie à l'EM Normandie. Après un séjour de deux ans au Ghana dans le cadre de la réalisation d'un chantier de travaux publics en tant que directrice financière, elle exerce quinze ans dans l'environnement, dans la gestion de centres d'exploitation et le développement

commercial. Passionnée par l'industrie et la gestion de projets complexes partenariaux, elle est directrice du service Clients de Transdev Normandie en charge des relations institutionnelles, du développement commercial et du pilotage des services *marketing*.



D.R.

Pr Abdelilah BENYOUSSEF

a obtenu son Doctorat d'État à l'Université Paris-Sud en 1983. Il est membre permanent de l'Académie Hassan II des Sciences et technologies au Maroc, depuis 2006. Il est coordinateur national du Pôle de compétences en modélisation de la matière condensée et des systèmes.

Il est également rédacteur en chef du *Moroccan Journal of Condensed Matter*. Il est président de la Société marocaine de physique statistique et de matière condensée. Les principaux sujets d'intérêt d'Abdelilah Benyoussef sont le calcul *ab initio* et la méthode Monte-Carlo dans la modélisation et la simulation de nouveaux matériaux pour les énergies renouvelables ; le magnétisme et la transition de phase dans la matière condensée ; les systèmes complexes et l'auto-organisation critique en physique statistique. Il est coauteur de plus de 400 publications de recherche et chapitres de livres et d'une centaine de présentations de conférences, dont de nombreux articles et exposés en tant qu'invité. Il a coprésidé ou coorganisé plusieurs conférences internationales. Il détient un certain nombre de brevets et a supervisé 40 candidats à la recherche postuniversitaire.



D.R.

Jean-Pierre BIRAT

est ingénieur, formé à l'École des mines de Paris et à l'Université de Californie, à Berkeley. Jean-Pierre Birat est le fondateur et le président de IF Steelman, une SAS de *consulting* intervenant sur les questions d'environnement et de société en lien avec les matériaux. Il a travaillé quarante-deux ans dans la

recherche sidérurgique à Maizières-lès-Metz (IRSID, puis ArcelorMittal Research). Il a ensuite dirigé ESTEP, la plateforme technologique européenne de l'acier en tant que Secrétaire général, à Bruxelles.

Initialement métallurgiste, spécialisé en génie des procédés, il a évolué vers les questions d'environnement, dont le changement climatique ou l'économie circulaire, et travaillé sur leur dimension sociétale et éthique. Il a dirigé pendant une quinzaine d'années le programme européen ULCOS. Il continue à publier largement sur les questions de neutralité carbone, une réflexion s'appliquant en particulier à l'acier et à la sidérurgie, dont l'utilisation de l'hydrogène. Il a siégé au comité scientifique du FCH-JU, le programme européen de recherche sur l'hydrogène et les piles à combustible, et ce jusqu'à la disparition de ce comité.

Il enseigne à l'Université de Sciences et technologie de Beijing.

Il est le créateur des conférences « Société et matériaux » (SAM) organisées en Europe depuis seize ans, dont il préside le comité scientifique.

Il est le rédacteur en chef de la revue *Matériaux et Techniques*, qui a été créée en 1913 et qui est la dernière revue technique et scientifique sur les matériaux qui accepte des communications en français.

Ses publications les plus récentes sont :

- *Sustainable Materials Science – Environmental Metallurgy*, EDP Sciences, 2020 et 2021, 1 026 pages ;
- "The environment, from the standpoints of philosophy, social sciences and political activism", *Matériaux et Techniques*, vol. 107 (1), 2019 ;
- "Palimpsest and heterotopia, metaphors of the Circular Economy", *Matériaux et Techniques* 107, 505, 2019 ;
- "Society, Materials, and the Environment: The Case of Steel", *Metals*, 10, 331, 2020.



D.R.

Luc BODINEAU

coordonne l'activité de l'Ademe relative à l'hydrogène depuis plus de dix ans, au sein de la direction Entreprises et transitions industrielles. Il a auparavant coordonné, en lien étroit avec le ministère chargé de l'Écologie, la mise en place du dispositif des certificats d'économie d'énergie, dans le domaine des bâtiments et de l'industrie. Diplômé de l'École centrale de Nantes, il a débuté sa carrière à l'Ademe au sein de la direction des bioénergies, en charge des impacts et bénéfices environnementaux.



D.R.

Philippe BOUCLY

est, depuis décembre 2017, président de France Hydrogène (ex-AFHYPAC, il est le représentant de GRTgaz au sein de cette association) après en avoir été le premier vice-président.

Il est également président-fondateur de PHyLERM, société de conseil aux entreprises et est membre du conseil d'administration de

HAFFNER Energy.

De janvier 2009 à avril 2013, il a été directeur général de GRTgaz, principal opérateur français de réseau de transport de gaz naturel. Il a participé au lancement des premières études sur l'hydrogène.

De juillet 2002 à fin août 2008, il a été alternativement président ou membre du directoire de SPP, la société gazière slovaque (alors filiale de GDF Suez, E.ON et de l'État slovaque).

De juillet 1994 à juin 2002, il a été chef du service Coopération entre Gazprom et Gaz de France (projets d'économies d'énergie, de stockages souterrains et de rénovation des réseaux de transport). Dans ce cadre, il est président-fondateur d'Ecogaz et président de FRAGAZ, filiales de Gazprom et de Gaz de France, ainsi que président de Mosparteplogaz et de Oukfragaz, filiales de Gaz de France à Moscou et en Ukraine en charge de la rénovation des réseaux de distribution.

De juillet 1987 à juin 1994, il a occupé différents postes de direction en région (Restructuration des réseaux gaziers en Île-de-France), dont directeur de la région Centre-Ouest de Gaz de France.

De juillet 1977 à juin 1987, il a été ingénieur-chercheur, puis ingénieur d'études à Gaz de France. Il a participé à des études relatives à la stabilité de cavités creusées dans les massifs salifères pour servir au stockage du gaz, à des études liées à l'achat du gaz naturel et à son acheminement vers la France et à l'élaboration du plan gazier irlandais. Il a aussi réalisé des communications dans divers congrès.

Il est diplômé de l'École polytechnique (Promotion 1972) et de l'École nationale supérieure des mines de Paris (1974). Il est également membre de l'Association des économistes de l'énergie et est ancien président

de la section slovaque des conseillers du Commerce extérieur de la France (2004 à 2008). Il est membre de la Présidence d'honneur du Comité paralympique slovaque.

Denis Joseph BRIÈRE,

P. Eng., est pétrophysiciste et vice-président du département d'ingénierie de Chapman Petroleum Engineering Ltd., un cabinet d'ingénierie spécialisé en systèmes pétroliers et gaziers basés à Calgary en Alberta (au Canada).

Il est l'expert qui accompagne Hydroma dans ses travaux de recherche et d'évaluation des ressources, depuis le début de l'aventure dans laquelle s'est engagée cette société.



D.R.

Hoang BUI

est coordonnateur de deux stratégies nationales : le développement de l'hydrogène décarboné et la décarbonation de l'industrie. Il est rattaché au Secrétariat général pour l'investissement, sous l'autorité du Premier ministre, depuis février 2021. La stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné a été annoncée par le gouvernement

en septembre 2020 : elle rassemble le ministère de la Transition écologique, le ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique et le ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation. Ainsi, il coordonne les travaux à mettre en œuvre dans le cadre de cette stratégie nationale, en lien avec le Conseil national de l'hydrogène, et en rend compte au comité exécutif du conseil de l'innovation.

Il est ingénieur général des Mines. Il a exercé des activités dans les domaines de l'inspection des installations classées, du développement économique et de l'énergie. De 2014 à 2018, il a été chef du bureau Aéronautique, naval, ferroviaire, mécanique et machines de production à la direction générale des Entreprises (DGE) du ministère de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique. Il a rejoint ensuite la direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), au ministère de la Transition écologique, comme chef du bureau Ressources énergétiques du sous-sol, où il était en charge, de 2018 à 2021, de l'exploration et la production d'hydrocarbures, du stockage souterrain de gaz et de la géothermie. Il a été membre du conseil d'administration de l'Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture (IRSTEA), du Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB) et des centres techniques des industries de la mécanique, de la fonderie et de la construction métallique. Il a représenté le ministère de l'Économie et des Finances au Conseil pour la recherche aéronautique civile (CORAC) et au Conseil d'orientation pour la recherche et l'innovation de la mer (CORIMER). Il a aussi représenté le ministère de la Transition écologique au conseil d'administration des Mines de potasse d'Alsace.

Cheick Sidi Tahara CISSÉ

est responsable de la géologie à Petroma SA, filiale d'Hydroma Inc., chargé de l'exploration du Bloc 25 au Mali. Il est le géologue sénior d'Hydroma sur le terrain. Il accompagne les travaux d'exploration et d'analyse géologique en lien avec l'hydrogène naturel.



D.R.

Bruno DEBRAY,

est ingénieur civil des mines (E87) et docteur-ingénieur. Il a d'abord exercé comme enseignant-chercheur à l'École des mines de Saint-Étienne avant de rejoindre l'Ineris en 2004. Il a coordonné les activités de recherche au sein de la direction des Risques accidentels de l'Ineris, puis a pris la direction de l'unité Évaluation et

maîtrise des risques d'incendie et d'explosion dans les procédés. Depuis 2019, il est chargé du développement de nouvelles activités de normalisation et de certification, en particulier sur les technologies de l'hydrogène. Il est expert au sein de la commission de normalisation Afnor E29D « Technologies de l'hydrogène » et des comités miroirs français de l'ISO TC 197 et de CEN J06.



D.R.

Pierre DE RAPHÉLIS-SOISSAN

est directeur du Développement d'Hydynamics.

Après avoir réalisé des études d'ingénieur à l'École centrale Paris et de lettres modernes à l'Université Paris-Sorbonne, il rejoint Air Liquide en 2011, où il développe une expertise dans l'hydrogène industriel, en Russie, puis en France

et en Allemagne. À partir de 2017, pressentant le rôle majeur que la molécule H_2 pourrait jouer à terme dans la transition énergétique, il développe l'activité Mobilité hydrogène d'Air Liquide en Europe. En février 2021, il rejoint Hydynamics, filiale du groupe EDF spécialisée dans l'hydrogène, pour y diriger le *business development*, aussi bien dans la mobilité que pour de grands projets industriels. Il est en effet convaincu du rôle central qu'EDF peut jouer dans la révolution énergétique que peut représenter l'hydrogène, et ce grâce à ses capacités de production d'électricité bas-carbone et renouvelable.

Asma DIALLO

est responsable de la Stratégie et du développement des activités Hydrogène vert et Hydrogène naturel d'Hydroma Inc. au Mali et à l'international.



D.R.

Dr. Hen DOTAN,

Ph.D., is CTO (2019) at H2Pro and Co-Founder. He holds a Ph.D. (α - Fe_2O_3 electrodes for photoelectrochemical water splitting) and a B.Sc. in Material Engineering (summa cum laude), and a B.A. in Physics (summa cum laude), all from the Technion. Hen Dotan acted as the research manager in the materials

science department in the Technion, and a research assistant at LPI in EPFL, Switzerland. He is working for over 12 years in material science and engineering, water splitting, and electrolysis. His works received awards and honors: Award winner for Outstanding Research in Nanotechnology, EMRS Best Graduate Student Award, Jacobs Outstanding Publication Award, the Horizon RSC prize (2022), and more.



D.R.

Laurent DUFOUR

justifie de plus de vingt-cinq ans d'expérience dans différents postes en stratégie, développement commercial, fusions & acquisitions et finance, relevant de plusieurs secteurs industriels existant au sein de diverses entreprises françaises comme Nexans, Alcatel, Areva T&D, Safran et, plus récemment,

Technip, où il était membre du comité exécutif en charge de la stratégie de la division Onshore-Offshore. Il a rejoint Alstom en 2020 pour coordonner l'intégration des activités de signalisation d'Alstom et de Bombardier et occupe depuis un an le poste de directeur de la Stratégie Corporate d'Alstom, une fonction qui recouvre notamment des sujets liés à la transition énergétique et aux mobilités décarbonées.



D.R.

Pr Mohammed EL GANAOU

est professeur des universités en Lorraine, affecté au site frontalier de Longwy depuis 2010, où il a créé une antenne de recherche en matériaux (Eco) et énergie. Ses recherches visent à la compréhension des transferts de chaleur et de masse, notamment par la voie de la modélisation et la simulation

numérique, avec une activité spécifique dans le domaine du changement de phase solide/liquide/vapeur.

Les applications concernent les matériaux et l'énergie et bénéficient de l'analyse des phénomènes fins dans les systèmes énergétiques, le bâtiment durable, la mobilité et la recherche spatiale en microgravité. Mohammed El Ganaoui enseigne la mécanique de

milieux continus, la mécanique des fluides, les transferts thermiques et les méthodes numériques dans les différents cycles de formation de l'Université de Lorraine et à l'international.

Mohammed El Ganaoui a publié plus de 200 articles de premier rang, participé à plus de 150 conférences internationales dont une quinzaine qu'il a coorganisées. Il a également coencadré plus de quarante thèses de Doctorat et HDRs et participé à plus de 80 jurys de Doctorat et HDRs. Élu ou nommé dans différentes instances universitaires, il anime et pilote également des activités internationales en forte interaction formation/recherche/valorisation.

Mohammed El Ganaoui anime également des conférences grand public autour des thèmes de l'énergie, du dialogue docteur/ingénieur et du dialogue sociétal ; il intervient notamment en sa qualité de président ou membre d'associations savantes visant la promotion de l'efficacité énergétique pour une ville de demain durable et responsable.



D.R.

Ivan FAUCHEUX

est ingénieur général des Mines, ancien élève de l'École normale supérieure et agrégé de mathématiques. Il est depuis 2019 membre du collège de la Commission de régulation de l'énergie.

En 2000, il débute sa carrière à la préfecture de la région Île-de-France en tant que chargé de mission : il y assurait notamment le suivi

budgétaire du contrat de plan État-Région et le soutien à l'investissement. En 2002, il rejoint le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie en tant que chef du bureau de la microélectronique, où il est également responsable de l'élaboration et de la mise en œuvre de la politique des pôles de compétitivité pour le compte du ministère, avec la DATAR.

En 2006, il est nommé sous-directeur des filières des matériels de transport, de l'énergie et des éco-industries à la direction générale de la Compétitivité, de l'Industrie et des Services du ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi. Il prend en charge l'animation des secteurs industriels et du soutien public à des projets de recherche et de développement, ce qui aura pour résultat la mise en place du premier fonds démonstrateur de recherche de l'Ademe en 2008.

En 2010, il rejoint les services du Premier ministre pour exercer au Commissariat général de l'investissement, où il occupe le poste de directeur de programme Énergie et économie circulaire. En 2018, il intègre le Conseil général de l'économie, où il assure des missions d'expertise et de conseil en appui aux politiques publiques portant notamment sur le verdissement des transports ferroviaires ou encore sur les solutions de stockage pour le système électrique national.



D.R.

Laurent FULCHERI,

PhD, HDR, est directeur de recherche au Centre PERSEE au sein de l'équipe Thermochimie et plasma, qu'il a créée en 1993.

Ses activités de recherche portent sur le développement de procédés plasma pour des applications énergétiques et environnementales, avec un intérêt particulier pour la décarbonation des procédés.

Il a encadré vingt doctorants et est l'auteur de 92 articles publiés dans des revues scientifiques internationales de rang A et de douze brevets, dont sept ont été étendus à l'échelle internationale.

Laurent Fulcheri est un spécialiste de la pyrolyse du méthane, sujet sur lequel il travaille depuis plus de vingt-cinq ans et qui est en phase de développement industriel aux États-Unis par la société MONOLITH Materials qu'il accompagne depuis sa création en 2012.



D.R.

Gideon GRADER,

PhD, is a Professor in the Department of Chemical Engineering, at Technion-Israel Institute of Technology. His research includes the synthesis and processing of ceramics and hydrogen generation by water splitting. Recent work involves understanding the formation mechanism of ceramic nanofibers with special architecture,

including porous, hollow and ribbon morphologies. In the hydrogen space, he works on efficient, decoupled membrane-free electrochemical water splitting using auxiliary ceramic electrodes that allow separation of H₂ and O₂ evolution in time and space. He looks at ways to increase process performance by using large surface area, nanofiber electrodes. His work has been published in key journals including Nature Materials, Nature Energy and Advanced Functional materials. The new water splitting process has received the Horizon RSC prize (2022), the Israel Prime Minister Samson prize (2021) and the Shell New Energy Challenge prize (2020). Prof Gideon Grader founded and headed the Grand Technion Energy program (GTEP) 2007-2015, was a dean of the Chemical Engineering Department (2016-2019), and is a Co-Founder of H2Pro (2018).



D.R.

Jean-Pierre HAUET

est ancien élève de l'École polytechnique et ingénieur du corps des Mines. Il a commencé sa carrière dans l'administration en tant que chargé de mission auprès du délégué général à l'Énergie et que rapporteur général de la Commission de l'énergie du Plan. Il rejoint ensuite la Compagnie générale d'électricité (CGE), où il a occupé

différentes fonctions : président des Laboratoires de Marcoussis, le centre de recherche d'Alcatel-Alsthom ; directeur général Produits et techniques de Cegelec ; et Senior Vice-President & Chief Technology Officer du groupe Alstom.

Depuis 2002, il est Associate Partner de KB Intelligence et directeur général de KB Crawl SAS. Il exerce des activités de conseil dans les domaines de l'énergie, des automatismes, des radiocommunications et de la cybersécurité.

Il est président du Conseil scientifique, économique, environnemental et social de l'association Équilibre des énergies (EdEn). Il est également président de la section française de l'ISA (International Society of Automation) et éditorialiste à *Passages*.

Il est l'auteur de nombreuses publications, dont l'ouvrage « Comprendre l'énergie – Pour une transition énergétique responsable », paru aux Éditions L'Harmattan, en 2014.



D.R.

Roland HÉQUET

est vice-président Stratégie, partenariats & mobilité de John Cockerill Hydrogen.

Après avoir obtenu un diplôme d'ingénieur Arts & Métiers ParisTech, il a occupé plusieurs postes de direction dans de grandes entreprises multinationales.

Il a débuté sa carrière comme ingénieur automatique et a, à ce titre, développé, puis mis

en route plusieurs lignes de production pour de grands groupes sidérurgiques aux États-Unis.

Il évolue ensuite vers le management de projets, puis comme ingénieur d'affaires. C'est ainsi qu'il est amené à concrétiser de gros contrats d'équipements et de *process* en Asie, en Russie et aux Amériques.

Le groupe Kvaerner lui confie ensuite la responsabilité du développement du laminage à froid en Amérique du Nord. Basé à Pittsburgh (aux États-Unis) pendant six ans, il contribue alors à l'essor de la « nouvelle » sidérurgie américaine à travers le dépôt de brevets et

le développement des laminoirs réversibles. De retour en Europe, il prend la direction d'une *business unit* de Siemens en France, puis à l'échelle mondiale.

En 2011, il rejoint John Cockerill qui lui confie le redressement et le développement d'une filiale en France ; il y développe de nouvelles activités pour le groupe, puis devient CEO de plusieurs filiales aux États-Unis, en France, en Allemagne, en Russie et en Inde.

Depuis 2018, il développe l'activité Hydrogène de John Cockerill dans le monde entier.



D.R.

Stéphane KABA

a débuté sa carrière professionnelle dans les domaines de la finance et de l'industrie cimentière, avant de rejoindre Alstom en 1998 en tant que directeur des ventes internationales de composants (bogies/traction), assurant par la suite le développement commercial des métros de Shanghai, puis

les programmes Euroduplex en 2006 et du TGV Maroc en 2010. Nommé directeur du développement de l'activité TGV en 2011, il assure notamment la promotion du programme « TGV du futur » auprès des différents acteurs et partenaires nationaux (différents ministères français concernés, Ademe, BPI, SGPI et FIF). Depuis 2015, il est président de SpeedInnov, *joint-venture* créée entre l'Ademe et Alstom et laquelle est dédiée au développement de cette nouvelle génération de trains à grande vitesse pour la France et à l'international. Fin 2019, il élargit son périmètre et prend la tête de programmes de financement externe, comme IPCEI H2, pour renforcer la stratégie d'Alstom dans le développement de nouvelles mobilités « Zéro émission ».



D.R.

Xavier LACHAUME

est chef de projet à la direction générale des Entreprises au ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique. Il est chargé de l'innovation de rupture et du soutien en fonds propres aux entreprises innovantes. Ancien élève de l'École normale supérieure de Paris, professeur agrégé de mathématiques et Docteur de l'Université de Tours en mathématiques appliquées à la physique théorique, il est titulaire du MBA du Collège des ingénieurs.



D.R.

Servan LACIRE

est diplômé de l'École supérieure d'électricité (Centrale Supélec), un diplôme obtenu en 1982. Il a débuté sa carrière dans les technologies de l'information au sein du groupe Bull, dans les télécommunications.

Début 1992, il rejoint le groupe Bouygues à Londres pour être détaché chez RAM Mobile Data, l'opérateur au

Royaume-Uni d'un réseau cellulaire de données ouvert au public.

Fin 1993, il devient directeur technique d'Infomobile, opérateur de radiomessagerie et de centres d'appels, filiale de Bouygues en France, dont il prend ensuite la direction générale.

En 2005, il devient directeur Grands projets chez Bouygues Énergies & Services, avant de prendre la direction du département R&D et Innovation en 2010.

Depuis 2015, il est aussi le coordinateur pour Bouygues Construction du pôle de R&D sur les villes intelligentes et les quartiers durables.

Il est aussi membre du bureau de l'AFIREV (Association française pour l'itinérance et la recharge des véhicules électriques) et participe activement aux travaux d'Équilibre des énergies.



D.R.

Franz LAHAIE

est titulaire d'un Doctorat en géophysique. Il dispose d'une expérience de dix-neuf années au sein de l'Ineris. Après avoir exercé les fonctions d'ingénieur d'étude et de recherche, puis de responsable d'une unité se composant d'une dizaine d'ingénieurs et de chercheurs, il est aujourd'hui chargé de mission Hydrogène au sein

de la direction de la Stratégie de l'Ineris. Son domaine d'expertise initial est la sécurité des stockages souterrains (gaz naturel, hydrogène, CO₂, air comprimé, chaleur) et des forages profonds (hydrocarbures, géothermie, puits d'exploitation de sel). Son champ d'expertise inclut aujourd'hui la maîtrise des risques sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'hydrogène.

Jacques LEMAY

est directeur des Opérations d'exploration à Hydroma Inc. Il est responsable de la préparation, de la coordination, de la gestion et du suivi des opérations d'exploration et d'exploitation de l'hydrogène naturel au Mali.



Photo © Amélie Marzouk

Jean-Marc LEONHARDT

est diplômé (1983) de l'INSCIR (Institut national de chimie industrielle de Rouen). Ancien directeur général de H2V, il conseille désormais le président du groupe, Alain Samson. Expert reconnu du secteur de l'hydrogène, il possède également une solide expérience de dirigeant d'entreprise, dont plus de dix ans dans le domaine

des équipements électriques haute tension. Il a dirigé huit sociétés en France, en Allemagne et en Hongrie pour le compte de groupes internationaux, comme Schlumberger, UPM, Saint-Gobain, Areva ou Alstom.



Photo © Igor Lubinetsky

David MARCHAL

est, depuis 2019, directeur exécutif adjoint de l'expertise et des programmes à l'Ademe. Il coordonne notamment les problématiques liées à l'énergie. Ingénieur des Mines, il a occupé, entre 2016 et 2019, le poste de directeur adjoint Productions et énergies durables à l'Ademe, sa direction pilotant le programme d'actions sur

les énergies renouvelables (dont le fonds Chaleur) et sur la production de biens et de services durables au sein des entreprises et du monde agricole.

Olivier MARFAING

est ingénieur en chef des mines. Il travaille depuis onze ans dans le secteur de l'énergie, le management de projets à fort enjeu et l'innovation.

Il a débuté au Commissariat à l'énergie atomique comme ingénieur en simulation numérique. Il a exercé ensuite des responsabilités opérationnelles en tant que chef d'un projet de démantèlement à la direction du Démantèlement des centres civils.

En 2019, il rejoint le ministère chargé de l'Économie comme directeur de projet. Il pilote l'élaboration et la mise en œuvre de politiques publiques pour soutenir l'innovation et les investissements industriels dans le secteur de l'énergie. Il est notamment en charge de la mise en œuvre des projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC) sur les batteries et l'hydrogène.



D.R.

François MARTIN

(Mines – Master Gas management (2005), après avoir travaillé dans l'exploitation des réseaux de distribution de gaz et le *dispatching* de transport national, a rejoint la nouvelle direction Hydrogène de GRTgaz en 2022, où il est en charge du projet MosaHYc.



D.R.

Antoine MILLET

a suivi une formation d'ingénieur généraliste à l'École des mines de Nancy (ENSMN). Après quatre années d'exercice aux Pays-Bas en tant qu'assistant chef de projet dans la micro-électronique, il travaille depuis plus de douze ans dans le transport public urbain pour Transdev en Normandie. Ses postes successifs lui ont permis de

concilier son goût pour la gestion de projets techniques et d'innovation (nouvelles lignes tramway, accompagnement de la transition énergétique de flottes de bus) avec sa passion pour les relations humaines (management de services techniques ou d'exploitation). Il est directeur du service Exploitation du réseau urbain Transdev Le Havre.



D.R.

Mathieu MONVILLE

est chef de projet Hydrogène au Pôle de plasturgie de l'Est (PPE). Ingénieur de l'INP Grenoble (Phelma 2004), il est titulaire d'un Doctorat en sciences des matériaux de l'Université d'Orléans, délivré suite à la réalisation d'une thèse CIFRE auprès de Solarforce, une *start-up* française qui développait une technologie nouvelle de

fabrication de cellules solaires en silicium polycristallin. Il poursuit sa carrière aux États-Unis durant cinq ans, où il intègre, puis dirige le laboratoire d'application de l'entreprise CVD Equipment Corporation (Central Islip (New York)), où se conjuguent développement d'équipements industriels, mise au point de procédés et mise en œuvre de nanomatériaux (films minces, nanotubes de carbone, graphène, etc.) à destination d'acteurs publics (laboratoires universitaires, agences gouvernementales) comme privés (de la *start-up* à la

multinationale). Il complète sa formation par un MBA (HEC Paris, 2017) avant de rejoindre l'Institut de soudure, où il accompagne la restructuration d'équipes opérationnelles auprès de la direction Stratégie, puis coordonne la cellule Projets à la direction de l'Expertise et de la recherche. Il rejoint le PPE en 2020 pour se consacrer au développement de l'hydrogène décarboné et animer la filière territoriale Hydrogène du PTWN.



D.R.

Yann-Éric MORET

est actuellement élève ingénieur à l'École polytechnique. Il a réalisé son stage de deuxième année au sein du département Stratégie & Développement de Storengy. Fortement motivé par les travaux de recherche et les projets novateurs dans le domaine des énergies nouvelles, il a été séduit par les problématiques scienti-

fiques et économiques soulevées par le stockage de l'hydrogène renouvelable en cavité saline, et plus particulièrement par le déploiement du projet HyPSTER. Après sa troisième année réalisée dans le cadre du parcours d'approfondissement « Énergies du XXI^e siècle », il envisage de poursuivre dans le domaine porteur et nécessaire des énergies nouvelles.



D.R.

Paul MOROT

est diplômé d'un master Énergie et du CMI Hydrogène-énergie et efficacité énergétique de l'Université de Franche-Comté. Il a rejoint l'équipe de l'ISTHY en septembre 2020 et officie en tant qu'ingénieur Métrologie et essais. Il participe à la maîtrise d'ouvrage du projet et à sa gestion financière.



D.R.

Laurent MUZART

(Mines – Master gas management, 2001), après avoir travaillé dans l'exploitation des réseaux de transport de gaz et à la direction de projets d'infrastructures, a rejoint la nouvelle direction Hydrogène de GRTgaz en 2021, où il occupe un rôle de référent technique.

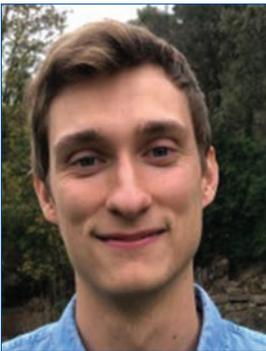


D.R.

Nouhaïla NABIL

est responsable du système de production d'hydrogène vert à l'Institut de recherche sur l'énergie solaire et les énergies nouvelles (IRESEN). Elle est titulaire d'un diplôme d'ingénieur en génie thermique industriel et énergies renouvelables (obtenu en 2017) de l'École nationale supérieure d'Arts et Métiers de Meknès (ENSAM)

de l'Université Moulay Ismaïl. Elle a commencé sa carrière en travaillant comme ingénieur de conception mécanique chez Altran pour les véhicules PSA au sein de l'équipe de conception des modules thermiques d'habitacle. En 2018, elle rejoint l'IRESEN en tant qu'ingénieur R&D au sein du département Hydrogène, bioénergie et stockage d'énergie. En parallèle, elle suit une thèse doctorale à l'ENSAM. Nouhaïla Nabil est impliquée dans la promotion de l'industrie de l'hydrogène vert et du Power-to-X au Maroc à travers sa contribution à des projets pilotes de R&D et sa participation à l'organisation d'ateliers et d'études de faisabilité. Elle travaille actuellement à la mise en place d'un projet micro-pilote de production d'hydrogène vert et aux applications de celui-ci à petite échelle dans le Green Energy Park, à Benguerir.



D.R.

Arthur PARENTY

est diplômé de Sciences Po Paris (diplôme obtenu en 2020). Il se spécialise ensuite dans la politique énergétique et intègre le groupe EDF au sein de la direction des Affaires publiques. En 2021, il rejoint Hynamics, filiale du groupe EDF en charge de la production et la distribution d'hydrogène renouvelable et bas-carbone, en tant que

responsable des Affaires publiques. Il est spécialiste du cadre réglementaire relatif au développement de l'hydrogène électrolytique en tant que vecteur de décarbonation de la mobilité et de l'industrie.



D.R.

Gilbert PITANCE

est ingénieur de l'École nationale supérieure d'électricité et de mécanique de Nancy. Après différents postes dans les services d'exploitation et travaux neufs aux Houillères de Lorraine, il est chargé d'activités technico-commerciales en Europe de l'Est (Pologne et Tchécoslovaquie, notamment), puis en Chine et en Asie du Sud-Est.

En 1995, il met en place une cellule de veille technologique mutualisée sur l'hydrogène en Lorraine. Il est ensuite chargé par la SNET (Société nationale d'électricité et de thermique) de l'acquisition d'actifs énergétiques en Pologne. Il est alors président directeur général de SNET Polska et réorganise la centrale de cogénération de Bialystok.

De retour en Lorraine, il est délégué général du Pôle de plasturgie de l'Est et s'investit dans des projets de développement technologiques et territoriaux et de réindustrialisation.

C'est ainsi qu'il participe activement à la création du pôle de compétitivité Materialia et de l'Institut de recherche technologique, M2P.

Il est l'un des promoteurs du Composite Park, un parc d'activités technologiques en Moselle-Est.

Convaincu de l'importance de la formation technologique, il est président du Conseil de l'IUT de Moselle-Est.



D.R.

Dr. Samir RACHIDI

est directeur général par intérim de l'Institut de recherche en énergie solaire et énergies nouvelles (IRESEN). Avec son équipe, il développe des projets de recherche et des activités de démonstration axés sur le Power-to-X, la chimie verte, le stockage de l'énergie, le solaire concentré (CSP) et l'hybridation du solaire et

de la bioénergie. Avant d'occuper son poste actuel, Samir Rachidi était responsable du programme de R&D à la Moroccan Agency for Sustainable Energy (MASEN). Son rôle consistait à catalyser les efforts nationaux de R&D dans le domaine de l'énergie solaire, à établir des partenariats et des collaborations pour réaliser des projets internationaux de R&D dans le domaine des applications solaires, ainsi qu'à contribuer à la définition d'une orientation stratégique de R&D pour aider à libérer à l'avenir le potentiel industriel marocain dans le secteur solaire. Auparavant, il a occupé un poste d'ingénieur R&D dans une *start-up* dénommée RespInnovation, à Sophia-Antipolis, en France. Samir Rachidi a obtenu en 2011 un Doctorat dans le domaine des piles à combustible hydrogène PEM, réalisé en collaboration entre le CEA de Grenoble et l'institut CNRS de Pprime à Poitiers, deux structures situées en France. Samir Rachidi est titulaire d'un double diplôme – Master of Science & Engineering – en génie chimique, environnemental et énergétique, obtenu à l'École des mines de Saint-Étienne et à l'Université Jean-Monet en 2008. Par ailleurs, Samir Rachidi est également chargé de cours à l'Université Mohammed VI Polytechnique (UM6P) et à l'École centrale Casablanca. Il a été récemment élu Secrétaire général du Cluster marocain de l'hydrogène vert (Cluster Green H2) et il dirige également la *task force* hydrogène vert de la commission Économie verte au sein de la CGEM Maroc.



D.R.

Dr Haitham S. RAMADAN a obtenu son Doctorat à SUPELEC en mars 2012. En 2020, il rejoint l'Institut du stockage de l'hydrogène (ISTHY) en tant que responsable des tests et de certification en France. Il a été l'éditeur invité de différentes revues publiées par Elsevier. Il est l'auteur de plus de 90 articles portant sur l'énergie renouvelable, l'énergie

Hydrogène et les systèmes de stockage et des réservoirs Hydrogène, les réseaux intelligents, ainsi que sur le système électrique/contrôle et optimisation.



D.R.

Michel ROMAND

est directeur du projet ISTHY et est directeur de l'innovation et du développement de Colibri-énergie depuis 2019, date de création de l'entreprise. Antérieurement, il a été directeur adjoint de l'Institut Pierre Vernier et acteur engagé de l'hydrogène depuis 2008 autant dans le privé que le public ; il a notamment porté le projet de centre de certification ambitieux durant toute sa genèse, en lien avec les différentes équipes impliquées.



D.R.

Avner ROTHSCHILD

is a professor of Materials Science and Engineering and the head of the Sustainability Center at the Technion – Israel Institute of Technology. He studied physics and materials engineering at the Technion, and graduated in 2003 with a PhD on thin film metal-oxide gas sensors. After a three-year postdoc on solid-state ionics at MIT,

he returned to the Technion as a faculty member at the Department of Materials Science and Engineering, and the head of the Electrochemical Materials & Devices research group. His research focuses on electrochemical and photoelectrochemical materials and devices for water splitting as a means of sustainable production of green hydrogen from renewable energies such as solar and wind. Professor Avner Rothschild is a co-founder of H2Pro, a startup company that develops a transformative water splitting technology for low-cost production of green hydrogen at scale. He was a member of several European consortia and had an ERC consolidator grant on photoelectrochemical water splitting. He is a Fellow of the Royal Society of Chemistry (since 2021) and a Kavli fellow of the National Academy of Sciences USA (2017).

Professor Avner Rothschild has received distinguished prizes and awards, including the Samson Prime Minister's Prize for Global Innovation in Alternative Fuels (2020), and the Royal Society of Chemistry's Materials Chemistry Division Horizon Prize: Stephanie L. Kwolek Award (2022).



D.R.

Seddiq SEBBAHI

a obtenu son diplôme d'ingénieur en télécommunications à l'École nationale des sciences appliquées (ENSA) de Tanger, Université Abdelmalek Essaâdi, en 2004. Après six années d'expérience professionnelle en télécoms et systèmes d'information à la société DDM (ex-TelCom) pour le compte de Huawei, à la DSI

de l'Office national de l'eau portable (ONEE secteur Eau, actuellement) et, enfin, à Maroc Telecom, il a réorienté son travail vers les solutions énergétiques en tant que chef de projet Déploiement en 2012. Au cours des huit dernières années, Seddiq Sebbahi a travaillé à la préparation et au suivi de l'exécution de contrats d'infrastructures électriques pour les équipements réseaux : solaires PV, sites pilotes hybrides solaire-éolien, solutions d'alimentation en courant continu 48 V, et systèmes d'alimentation sans interruption AC/AC. Après une expérience personnelle dans la publication de chroniques et le *blogging* sur des sujets relatifs aux énergies nouvelles et au développement durable, il s'est inscrit en cycle doctoral à l'ENSA d'El Jadida, Université Chouaib Doukkali, préparant une thèse portant sur l'évaluation des technologies de production et de stockage de l'hydrogène vert. En mars 2022, Seddiq Sebbahi a rejoint l'équipe de l'IRESN en tant que responsable Veille technologique et scientifique.



D.R.

Pr Nadia YOUSFI STEINER

a obtenu une maîtrise en mathématiques et une maîtrise en fluide et énergétique en 2006. Elle a soutenu une thèse de doctorat en sciences pour l'ingénieur en collaboration entre l'Université de Franche-Comté et l'Institut européen de recherche sur l'énergie de Karlsruhe (en Allemagne), en 2009.

De 2009 à 2014, elle a travaillé en tant que chef de projet R&D en charge de projets collaboratifs sur l'hydrogène et les piles à combustible en Allemagne. Ses intérêts de recherche portent sur la caractérisation des systèmes de piles à combustible, diagnostic, pronostic de durée de vie résiduelle et sur le contrôle tolérant aux défauts et au vieillissement de ces systèmes.

Actuellement professeure à l'Université de Franche-Comté, elle a occupé une chaire de recherche d'excellence (d'une durée d'existence de six ans), dans le cadre du LabEx ACTION/FEMTO-ST au sein du département Énergie de Belfort (en France).

Elle est actuellement à la tête du Coursus Master of Engineering Hydrogène Énergie et Efficacité énergétique (CMI H3E), un master récompensé en 2022 par le Trophée de l'Hydrogénie, en tant que meilleur projet dans la catégorie « Sensibilisation, Formation et Éducation ».

Depuis 2021, elle a mis en place un master international en génie électrique et hydrogène (Graduate School EUR EIPHI, Master ENERGY, electrical engineering track).

Elle a récemment reçu la médaille de bronze du CNRS (en mars 2019) pour l'ensemble de ses recherches.



D.R.

Christophe STROBEL

est directeur de projets Innovation de rupture et industrialisation de la R&D à la direction générale des Entreprises au ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique. Il a été rapporteur du collège d'experts présidé par Benoît Potier, PDG d'Air Liquide, un collège chargé d'identifier les filières émergentes à fort contenu technologique (« Faire de la France une économie de rupture technologique », février 2020). Ancien élève de l'École normale supérieure de Cachan et de l'École nationale d'administration, il est professeur agrégé d'économie et de gestion.



D.R.

Adrien SUTTER

est chargé de mission à la direction générale des Entreprises au ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique. Il travaille à l'analyse des technologies émergentes et à la veille sur les agences d'innovation étrangères. Il est élève de l'École normale supérieure de Paris.



D.R.

Thomas TIXIER,

passionné de sport, a suivi une formation en management du sport à l'Université Clermont Auvergne. Convaincu que l'innovation participe à façonner les territoires et à leur dynamisme, il a complété son parcours avec un deuxième master en aménagement du territoire et urbanisme. Après avoir été chef de projet au sein du

leader de la délégation de service public Sport et loisirs en France pendant quatre ans, il travaille depuis deux ans au sein de Transdev Normandie, où il a pu évoluer jusqu'à occuper le poste de responsable *Marketing territorial*. Il participe aujourd'hui au *marketing* des réseaux normands (connaissance client, promotion et commercialisation) et au développement commercial de Transdev en Normandie.



D.R.

Claude TRINK

est ingénieur général des Mines. Il est président de PPE, un centre de développement industriel des applications de l'hydrogène et de matériaux composites, situé à Saint-Avold (en Moselle).

Sa carrière professionnelle l'a conduit à assumer différentes missions liées aux politiques de l'emploi, dans le cadre de la revitalisation

des territoires. Il a notamment exercé en qualité de directeur du développement territorial et d'administrateur de Charbonnages de France ou comme Commissaire à la réindustrialisation de la Picardie.

En outre, il a exercé des responsabilités dans le secteur public et le secteur privé, dans les domaines de l'énergie (nucléaire, solaire, charbon), de l'agro-alimentaire, de la protection de l'environnement et du financement des entreprises et de l'innovation en capitaux propres et en prêts participatifs.



D.R.

Benno WEINBERGER

est ingénieur diplômé (en 2000) en génie des procédés et énergie de la TU Berlin. En 2005, il a obtenu son Doctorat en génie des procédés de l'Université Paris XIII portant sur l'étude thermodynamique de l'adsorption des gaz, en particulier l'hydrogène.

Entre 2005 et 2009, il a été ingénieur de recherche au Centre national de la

recherche scientifique (CNRS), travaillant sur les systèmes de stockage à haute pression pour l'hydrogène.

Il est actuellement responsable Recherche et Développement à la direction opérationnelle Incendie, dispersion, explosion de l'Ineris, où il travaille sur les risques liés à l'hydrogène-énergie, au biogaz et au photovoltaïque depuis 2009.

Il est expert au sein de la commission de normalisation Afnor E29D « Technologies de l'hydrogène » et des comités miroirs français de l'ISO TC 197, CEN 268 et CEN J06.

Il participe au groupe de travail animé par la DGPR, qui traite des sujets des stations-services Hydrogène, de l'usage et de la production de l'hydrogène.



D.R.

Thierry ZIMNY

est professeur en chimie analytique à l'Université de Lorraine. Nommé au département chimie de l'IUT de Metz en 1994, après avoir obtenu un Doctorat en chimie physique à l'Université de Metz, il a soutenu en 2004 son HDR portant sur la caractérisation des matériaux carbonés utilisés pour la dépollution en phases aqueuse et

gazeuse.

Chef du département Chimie de l'IUT situé à Saint-Avold entre 1997 et 2003, il est par la suite nommé chargé de mission du président de l'Université en 2004 pour mener à bien le projet de création d'un IUT de plein exercice en Moselle-Est. En 2005, il est nommé administrateur provisoire de l'IUT de Moselle-Est, fonction qu'il exercera pendant un an jusqu'à son élection en tant que directeur de l'IUT en mars 2006. Réélu en 2011, l'IUT est passé sous sa direction de 320 étudiants en 2006 à près de 500 avec l'ouverture d'un nouveau département de l'IUT proposant quatre nouvelles licences professionnelles qui mettent toujours l'accent sur l'alternance et le transfrontalier.

Il effectue des travaux de recherche portant sur la caractérisation des surfaces d'adsorbants carbonés et la modélisation de l'adsorption des gaz. Il a encadré ou coencadré plusieurs thèses et fait partie de plusieurs réseaux internationaux de recherche.

Il est Officier des Palmes académiques depuis 2017.