

4



LE VECTEUR HYDROGÈNE

CO-PRÉSIDENTS :

M. Olivier APPERT (Membre de l'Académie des technologies)

M. Patrice GEOFFRON (Professeur d'économie à l'Université Paris Dauphine-PSL)

RAPPORTEUR :

M. Antoine COMTE-BELLOT (Auditeur à la Cour des comptes)

GROUPE DE TRAVAIL 4

du Comité de prospective de la CRE

#éclairerlavenir
@CRE_Propective

www.eclairerlavenir.fr

Juin 2021



Comité
de prospective
de la CRE

ÉCLAIRER
L'AVENIR

MOT DU PRÉSIDENT

Ces derniers mois, l'hydrogène est incontestablement devenu la nouvelle coqueluche de la transition énergétique. L'engouement politique et industriel qu'il suscite, de nos territoires à l'Europe, est à la hauteur des vertus qu'on lui prête : décarbonation de l'industrie, développement des mobilités propres, verdissement du gaz et, à plus long terme, stockage des excédents issus des nouvelles sources d'électricité renouvelable. Cet engouement – rencontre de l'impérieuse transition énergétique et des plans pour relever l'économie européenne de la crise sanitaire – fait également naître l'espoir d'un nouveau industriel qui bénéficiera en premier lieu à nos territoires.

Les vents sont donc favorables pour le développement de l'hydrogène décarboné, mais la route est encore incertaine. Dans une vaste étude réalisée en 2018 auprès d'experts de l'énergie pour éclairer les réflexions du Comité de prospective de la CRE, l'émergence d'une économie de l'hydrogène ressortait comme le sujet le plus controversé, voire polémique.

C'est pourquoi il m'a semblé indispensable que le Comité de prospective se penche de plus près sur le « vecteur hydrogène ». La raison d'être de ce Comité est justement de se frotter à l'incertitude, de rassembler, de questionner, et de confronter les regards. En bref, passer de la polémique à la controverse sur des sujets qui animent tous les penseurs et les professionnels de l'énergie.

« *Y voir plus clair* », voilà la difficile mission que j'ai confiée au groupe de travail sur le « vecteur hydrogène », placé sous la présidence d'Olivier APPERT, Membre de l'Académie des technologies, et de Patrice GEOFFRON, Professeur d'économie à l'Université Paris Dauphine-PSL. Je les remercie chaleureusement pour l'œuvre collective accomplie. Elle éclaire de façon lucide la contribution de l'hydrogène à la transition énergétique, prioritairement dans l'industrie, ainsi que les questions qui cherchent encore des réponses.

J'en suis convaincu, l'innovation est le moteur de la transition énergétique. C'est donc par l'innovation que l'économie de l'hydrogène bas-carbone émergera. Innovations technologiques d'abord, avec de nombreuses avancées déjà réalisées ces dernières années. Innovations économiques ensuite, car le modèle de l'hydrogène reste à trouver pour de nombreux usages, surtout lorsqu'il est en concurrence avec des alternatives bas-carbone. Parmi ces innovations, je ne compte pas l'injection d'hydrogène dans les réseaux en mélange avec du gaz naturel, qui me semble soulever un certain nombre de problématiques techniques et économiques. De même, vouloir se priver de l'électricité issue de notre parc nucléaire pour alimenter les électrolyseurs est une difficulté supplémentaire – donc superflue – dans la production d'un hydrogène bas-carbone à un coût raisonnable.

Innovations réglementaires, enfin, car l'hydrogène – qui, je le rappelle, ne relève pas à ce jour des compétences de la CRE – questionne le principe même de régulation : faut-il réguler dès maintenant les infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène ? Et si oui, comment s'y prendre ? Le cadre qui s'applique aujourd'hui aux secteurs du gaz et de l'électricité ne me paraît pas transposable à ces futures infrastructures d'hydrogène, et c'est pourquoi nous aurons besoin d'innover collectivement si les usages de l'hydrogène venaient à se développer rapidement. Ce rapport sera également de première utilité pour les travaux de la Commission de régulation de l'énergie, tant l'hydrogène est à la croisée des secteurs de l'électricité et du gaz. L'hydrogène préfigure en cela ce que sera notre futur énergétique,

avec des réseaux toujours plus interdépendants et des territoires toujours plus au cœur de la transition.

« *Si vous pensez que l'aventure est dangereuse, je vous propose d'essayer la routine ... Elle est mortelle !* » écrit le romancier Paulo COELHO. L'hydrogène est une aventure pavée de questions à résoudre. Nous pouvons nous y engager, peut-être à la lumière des recommandations de ce rapport qui pourront, j'en suis sûr, éclairer la route qui s'ouvre devant nous !

Jean-François CARENCO

AVANT-PROPOS

Le Président de la Commission de régulation de l'énergie, Monsieur Jean-François CARENCO, a créé à l'automne 2017 un Comité de prospective qui rassemble les grands acteurs du secteur, afin d'éclairer le régulateur français sur les perspectives, à moyen terme, du secteur de l'énergie en France. Plusieurs groupes de travail ont été mis en place à cette occasion, chargés de rédiger des rapports publics.

Pour la saison 3, le groupe de travail n° 4, composé de représentants des principales entreprises du secteur et d'acteurs associatifs et institutionnels, a été chargé de travailler sur le « vecteur hydrogène ». Il s'est réuni environ une fois par mois, sous la co-présidence de Monsieur Olivier APPERT (Membre de l'Académie des technologies) et Monsieur Patrice GEOFFRON (Professeur d'économie à l'Université Paris Dauphine-PSL). Le groupe de travail a bénéficié du concours efficace de son rapporteur, Monsieur Antoine COMPTE-BELLOT (Auditeur à la Cour des comptes), et le remercie en conséquence.

La composition du groupe et la liste des interventions sont présentées ci-après.

C'EST DANS CE CADRE QUE LE PRÉSENT RAPPORT – QUI N'ENGAGE PAS LA CRE – A ÉTÉ ÉTABLI ; QUELQUES GRANDS PRINCIPES ONT GUIDÉ CES TRAVAUX :

- ce rapport, qui se veut accessible à tous les publics – y compris aux non-spécialistes du secteur de l'énergie –, a pour ambition de nourrir le débat public, en s'appuyant sur l'analyse des principaux acteurs, privés et publics, de l'énergie en France ;
- il est rédigé sous la seule responsabilité des deux co-présidents, Olivier APPERT et Patrice GEOFFRON ;
- sans prétendre à l'exhaustivité, les co-présidents se sont efforcés de considérer dans ce rapport la diversité des approches et des sensibilités des membres du groupe de travail.

LE MOT DES CO-PRÉSIDENTS

Élément chimique le plus abondant de l'univers, l'hydrogène est source d'espoirs depuis deux siècles. Mais l'ère post-carbone, où l'hydrogène aura contribué à évincer les énergies fossiles, n'est pas encore advenue. Pour l'heure, ses usages sont certes très concentrés dans l'industrie chimique (ammoniac pour la fabrication des engrais) ou la pétrochimie (pour le raffinage), mais cet hydrogène est très « gris », produit à 95 % à partir de gaz et de charbon (la molécule H₂ n'étant pas disponible à l'état naturel). Dans le cadre de la lutte contre le changement climatique, encore loin des espoirs, l'hydrogène fait donc partie pour l'heure du problème, induisant l'émission de près d'un milliard de tonnes de CO₂ par an au niveau mondial.

Mais l'Union européenne, qui vise la neutralité carbone d'ici 2050, ravive un espoir d'émergence d'une économie de l'hydrogène propre dans son *Green Deal* : ce à quoi l'Allemagne, la France et l'Italie font écho en prévoyant des milliards d'euros pour construire une filière dans ce domaine. L'objectif est de produire en masse un hydrogène par électrolyse de l'eau, grâce à une électricité décarbonée (éolien, photovoltaïque, hydraulique, nucléaire, etc.) ou dont les émissions seraient captées et stockées. Au-delà de la lutte contre le réchauffement climatique, l'enjeu est d'améliorer la qualité de l'air et la sécurité des approvisionnements énergétiques, tout en ancrant en Europe emplois et valeur ajoutée industrielle.

Cette impulsion vise le potentiel du vecteur hydrogène dans le verdissement de secteurs difficiles à décarboner tels que l'industrie (raffinerie, sidérurgie) et les transports lourds (bus, camions, navires, avions). L'essor des énergies renouvelables variables soulève aussi une problématique de stockage, que l'hydrogène pourrait participer à résoudre.

Mais la production décarbonée est beaucoup plus onéreuse que l'hydrogène « gris » issu du vaporeformage, à des fins industrielles. Certes, l'élan politique de ce début de décennie contribuera à une baisse des coûts, mais il est peu probable que l'hydrogène décarboné devienne rapidement compétitif. Cette problématique fait l'objet de **la première partie de ce rapport, qui examine les perspectives de baisse des coûts de production à horizon 2030** et au terme de laquelle nous formulons les propositions suivantes :

- adopter une approche de neutralité technologique quant aux différentes formes d'hydrogène décarboné (« vert », « jaune », voire « bleu ») pour atteindre rapidement les coûts de production les plus bas et minimiser le coût du soutien public ;
- dans le cas d'une production de l'hydrogène à partir d'électricité, favoriser la configuration d'électrolyse la plus économique, compte tenu du mix-électrique français :
 - connecter en priorité les électrolyseurs au réseau d'électricité compte tenu de la variabilité des énergies renouvelables qui diminue leur taux de charge. En cas de baisse plus forte qu'anticipée des coûts du photovoltaïque et de l'éolien, favoriser le raccordement à un site d'énergie renouvelable dédié ;
 - favoriser le raccordement indirect au réseau public de transport ou la mise en place d'électrolyseurs de plus de 40 MW dans une logique de *hubs* pour

bénéficier de moindres coûts d'accès au réseau ou de synergies dans l'emploi et la logistique de l'hydrogène ;

- recourir à des contrats de long terme entre les producteurs d'électrolyse et les producteurs d'électricité décarbonée pour éviter l'impact de la hausse du prix du CO₂ sur le système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (EU ETS) sur le prix de l'électricité, et maîtriser le risque-marché.
- poursuivre les soutiens à la recherche et au développement sur les technologies de production de rupture (électrolyse à haute température, torche à plasma).

La deuxième partie examine les usages les plus pertinents sur le plan économique de l'hydrogène à l'échéance 2030 et les questions de leur « phasage » dans le temps et du développement des infrastructures associées. Nous préconisons de :

- concentrer les aides publiques sur les usages les plus mûrs : la substitution à l'hydrogène « gris » actuellement consommé dans l'industrie, puis les transports lourds, dans une perspective de création d'une filière industrielle ;
- favoriser la création de *hubs* territoriaux multi-usages à proximité des zones industrialo-portuaires et des grands axes européens de transport lourd, et coordonner les différentes initiatives locales pour éviter un gaspillage des aides publiques ;
- créer un comité indépendant sous l'égide de la Commission de régulation de l'énergie pour suivre le développement des usages de l'hydrogène et identifier l'évolution des besoins de construction d'infrastructures ;
- adapter le cadre réglementaire et de soutien en fonction du développement du marché, notamment afin d'éviter les coûts échoués dans des infrastructures de transport d'hydrogène surdimensionnées, sans préjudice de la poursuite des études sur la faisabilité technique de la conversion des réseaux de gaz naturel.

La troisième partie insiste sur les enjeux de développement d'une filière industrielle française. À cette fin nous proposons de :

- soutenir les fabricants français et européens de composants essentiels (électrolyseurs, piles à combustible, réservoirs) et élémentaires (plaques bipolaires, assemblage d'électrode à membrane) en favorisant leur collaboration avec les grands groupes et *via* les appels à projets et les marchés publics ;
- accentuer les efforts en recherche et développement sur les matériaux critiques (nickel des électrolyseurs alcalins, iridium des électrolyseurs à membrane polymère échangeuse de protons, platine des piles à combustible) pour optimiser leur usage et favoriser leur substituabilité et les possibilités de recyclage.

Enfin, **la dernière partie rappelle que la prise en compte de la problématique de sécurité doit être dès à présent renforcée.** Ce qui implique selon nous de :

- systématiser dans les conditions d'éligibilité aux appels d'offres, notamment territoriaux, des critères relatifs à la sécurité des biens et des personnes ;
- conduire un travail de fond sur la réglementation et l'usage de l'hydrogène, aussi bien dans le domaine du transport que dans celui de l'habitat ;
- intensifier la participation française dans les activités de normalisation et de coopération internationale sur les enjeux de sécurité.

Au total, si les Européens disposent déjà d'atouts industriels, la construction d'une filière de l'hydrogène impliquera un effort sur le très long terme, avec des effets limités sur les objectifs environnementaux de l'Union européenne en 2030. Notre conviction est que l'hydrogène tiendra lieu de test, de la capacité d'une Union en quête de souveraineté industrielle, à s'inscrire avec constance dans le temps long.

Olivier APPERT

Patrice GEOFFRON

LISTE DES PARTICIPANTS

Clément	MOLIZON	Avere - France	Charles-Antoine	GAUTIER	FNCCR
Valentin	DEVRIES	ADEME	Etienne	BEEKER	France Stratégie
Luc	BODINEAU	ADEME	Marie-Françoise	L'HUBY	GRDF
Max-Erwann	GASTINEAU	AFG	Julie	PINEL	GRDF
Philippe	BOUCLY	AFHYPAC	Anthony	MAZZENGA	GRTgaz
Pierre-Etienne	FRANC	Air Liquide	François	KALAYDJIAN	IFP Énergies nouvelles
Yannick	LEGAY	Alstom France	Marc-Antoine	EYL-MAZZEGA	IFRI
David	LE NOC	ATEE	Morgan	BAILLET	Mairie de Paris
Christian	DECONNINCK	ATEE	Christian	COUTURIER	NégaWatt
Émilie	GARCIA	BPI France	Franck	FERRÉ	Régaz-Bordeaux
Benoit	Calatayud	BPI FRANCE	Martine	MACK	Réseaux Gaz naturel Strasbourg
Paul	LUCHESE	CEA	Thomas	VEYRENC	RTE
Florence	LAMBERT	CEA-Liten	François	AUSTRUY	Sicaé de la Somme et du Cambrasis
Laurent	ANTONI	CEA-Liten	Stephane	Kaba	SPEEDINOV
Richard	LAVERGNE	CGE	Yannick	BONIN	Storengy
Michel	DELPON	Député	Cécile	PRÉVIEU	Storengy
Huguette	TIEGNA	Députée	Marie-Claire	AOUN	Teréga
Laurent	JOUDON	EDF	William	RAHAIN	Teréga
Yves	BARLIER	Enedis	Gabrielle	GAUTHEY	Total
Mathieu	BOURGADE	Enedis	Christine	GOUBET-MILHAUD	UFE
Frédéric	LETTY	Enedis	Didier	REBISCHUNG	UNELEG
Charlotte	ROIG-RAMOS	Engie	Alain	RAOUX	UPRIGAZ
Lionel	GUY	FNCCR			

AINSI QUE LES MEMBRES DE LA CRE EN CHARGE DU COMITÉ DE PROSPECTIVE :

- Monsieur Ivan **FAUCHEUX**, Commissaire référent
- Monsieur Didier **LAFFAILLE**, Secrétaire général
- Monsieur Guillaume **FOURNEL**, Chargé de mission
- Madame Maïlys **MÉTÉREAU**, Chargée de mission

LISTE DES INTERVENANTS

Luc BODINEAU , Ademe
David MARCHAL , Ademe
Pierre-Etienne FRANC , Air Liquide
Paul LUCCHESI , CEA
Philippe STORH , CEA
Florence LAMBERT , CEA-Liten
Aurélie PICARD , Comité stratégique de filière Nouveaux systèmes énergétiques
Pierre GERMAIN , E-Cube Strategy Consultants
Laurent JOUDON , EDF
François-Xavier OLIVIERI , Engie
Erwan CÉLERIER , Fédération Nationale des Transports Routiers
Philippe BOUCLY , France Hydrogène
Etienne BEEKER , France Stratégie
Françoise L'HUBY , GRDF
Nicolas PEUGNIEZ , GRTgaz
Thierry TROUVÉ , GRTgaz
François KALAYDJIAN , IFP Énergies nouvelles
Rémi BOUET , Ineris
Bruno DEBRAY , Ineris
Yves BRÉCHET , Institut Polytechnique de Grenoble
Jean-Luc BROSSARD , PFA
Thomas VEYRENC , RTE
Sylvie CORNOT , SCG Consulting
Hoang BUI , Secrétariat général pour l'investissement
Vincent DELCOURT , SNCF
Pierre IZARD , SNCF
Pierre CHAMBON , Storengy
Dominique MOCKLY , Teréga
Adamo SCRENCI , Total
Bruno SEILHAN , Total
Machiel MULDER , Université de Groningue

LISTE DES PERSONNES RENCONTRÉES LORS DE LA VISITE DU DÉMONSTRATEUR *GRYHD*

Élus

Alain **BRUNEEL**, Député de la 16^{ème} circonscription du Nord et vice-président du groupe d'étude « *hydrogène* »

Jennifer de **TEMMERMAN**, Députée de la 15^{ème} circonscription du Nord et secrétaire du groupe d'étude « *énergies vertes* »

Julien **GOKEL**, Maire de Cappelle-la-Grande et vice-président de la Communauté urbaine de Dunkerque

Patrice **VERGRIETE**, Maire de Dunkerque et président de la Communauté urbaine de Dunkerque

Représentants de GRDF

Édouard **SAUVAGE**, Directeur général

Marie-Françoise **L'HUBY**, Directeur technique et industriel

Philippe **LAHET**, Directeur adjoint, direction clients territoires nord-ouest

Madame Julie **PINEL**, Cheffe de projet senior à la direction de la stratégie

Madame Maïlys **PALE**, Chargée de projet GRHYD

Représentants du consortium GRYHD

Isabelle **ALLIA**, Coordinatrice du projet GRHYD chez Engie Lab CRIGEN

Bertrand **FILLON**, Directeur des affaires européennes au CEA Liten

Jean-Marc **LEROY**, Elogen

Jésus **RODRIGUEZ**, Directeur général ville et environnement de la Communauté urbaine de Dunkerque

TABLE DES MATIÈRES

MOT DU PRÉSIDENT	3
AVANT-PROPOS	5
LE MOT DES CO-PRÉSIDENTS	6
LISTE DES INTERVENANTS	10
LISTE DES PERSONNES RENCONTRÉES LORS DE LA VISITE DU DÉMONSTRATEUR <i>GRYHD</i>	11
TABLE DES MATIÈRES	13
INTRODUCTION : NOUVEL ENGOUEMENT OU ANNONCE D'UNE RÉVOLUTION ?	14
1. L'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ PRÉSENTERA ENCORE UN COÛT ÉLEVÉ À L'HORIZON 2030 PAR RAPPORT A SON ÉQUIVALENT « <i>GRIS</i> »	16
1.1. Plusieurs techniques permettent de produire un hydrogène « <i>bas carbone</i> »	16
1.2. Certaines des technologies de production sont déjà mûres pour une production industrielle	17
1.3. Toutefois, la compétitivité à horizon 2030 n'est pas acquise, impliquant un soutien public de long terme à la filière	18
1.4. Des coûts de compression, de transport et de distribution à ne pas négliger	30
Propositions du groupe de travail sur la production d'hydrogène	32
2. DES USAGES MULTIPLES, MAIS AUX MODÈLES ÉCONOMIQUES INCERTAINS ET À LA MATURITÉ ÉLOIGNÉE	33
2.1. L'industrie constitue l'usage le plus mûr sur le plan économique à horizon 2030	34
2.2. Un espace économique potentiel pour les poids lourds, le ferroviaire, voire le transport maritime	40
2.3. Une injection dans les réseaux de distribution plus chère que le biométhane	50
2.4. Une absence de modèle économique à horizon 2030 pour le stockage des excédents d'électricité	51
2.5. Prioriser les usages et concentrer les infrastructures de distribution auprès des grands centres de production et de consommation	53
2.6. Le développement d'une infrastructure de transport par réseau de gaz conditionné à l'essor des usages et planifié sur la base d'une analyse coût-bénéfice	54
Propositions du groupe de travail sur les usages.....	58
3. LE SOUTIEN À L'HYDROGÈNE DOIT S'EFFECTUER DANS UNE LOGIQUE D'ÉMERGENCE D'UNE FILIÈRE INDUSTRIELLE FRANÇAISE	59
Propositions du groupe de travail sur la structuration industrielle d'une filière hydrogène	63
4. LE DÉVELOPPEMENT DE L'HYDROGÈNE DOIT IMPÉRATIVEMENT S'ACCOMPAGNER DE LA PRISE EN COMPTE DES ENJEUX DE SÉCURITÉ	64
Propositions du groupe de travail sur la sécurité	68

INTRODUCTION : NOUVEL ENGOUEMENT OU ANNONCE D'UNE RÉVOLUTION ?

L'hydrogène suscite en ce début de décennie une vague d'engouement qui n'est pas la première. Dès le XIX^{ème} siècle, le premier moteur à combustion interne – inventé en 1805 – fonctionnait à l'hydrogène, tandis que la pile à combustible apparaît en 1829. L'économie de l'hydrogène comme combustible puisé dans les mers a été décrite dès 1874 par Jules VERNES dans son roman *L'Île mystérieuse*. Dans les années 1970, le développement du programme nucléaire et les craintes suscitées par le premier choc pétrolier ont de nouveau laissé entrevoir un essor de l'hydrogène, avant que l'effervescence ne se heurte aux problématiques technologiques et économiques. En 2002, un ouvrage de l'essayiste Jeremy RIFKIN prônant le développement d'une économie de l'hydrogène a rencontré un certain écho dans l'Amérique de Georges BUSH.

S'il importe de mettre en perspective historique l'intérêt suscité par l'hydrogène ces dernières années, des éléments spécifiques au contexte actuel rendent crédible, cette fois, son essor dans les prochaines décennies. Face aux objectifs ambitieux qu'affichent un nombre croissant de pays en matière de réduction des gaz à effet de serre, l'hydrogène fait figure de chaînon manquant permettant, par sa production *via* des sources décarbonées, d'engager dans la transition énergétique des secteurs tels que l'industrie (raffinerie, sidérurgie) et les transports lourds (bus, camions, navires, avions). L'essor des énergies renouvelables variables soulève aussi la problématique de leur stockage, que l'hydrogène s'offre de contribuer à résoudre. Localement, l'hydrogène permet enfin de diminuer la pollution de l'air en se substituant au moteur à combustion interne. L'engouement observable vient s'inscrire dans des politiques publiques : l'Union européenne – et singulièrement l'Allemagne ou la France en son sein – ont adopté au cours des derniers mois des stratégies hydrogènes ambitieuses, tandis que la Chine travaille à l'élaboration de la sienne.

Pour répondre aux attentes qu'il suscite, l'hydrogène doit surmonter différents défis, économique pour le premier d'entre eux. Sa production décarbonée est beaucoup plus onéreuse que l'hydrogène actuellement produit par vaporeformage à des fins industrielles, ou aux technologies carbonées en substitution desquelles son usage est envisagé. Si la massification entraînée par le plan de relance français et les stratégies des autres pays entraînera une baisse des coûts, il est peu probable que l'hydrogène décarboné devienne compétitif à l'horizon 2030. Exposées sur un marché international, et en l'absence de mécanismes d'ajustement carbone aux frontières de l'Union européenne, certaines industries telles que les raffineries ou la sidérurgie pourraient alors délocaliser leur production, si le surcoût pour utiliser de l'hydrogène s'avérait trop élevé. Outre la perte des emplois et du tissu industriel qui en résulterait, l'effet environnemental serait nul – voire négatif – puisque ces industries déplaceraient simplement leurs émissions dans d'autres pays (ou seraient marginalisées par défaut de compétitivité). Se pose dès lors la question des bons mécanismes publics à mettre en place pour soutenir l'usage d'hydrogène et répartir le surcoût entre le consommateur, le contribuable et l'industriel. Pour certains usages envisagés (transport, chaleur), il existe des options technologiques également décarbonées face auxquelles la compétitivité de l'hydrogène est incertaine. Soutenir un usage pour lequel une autre solution verte moins onéreuse et abondante existe risquerait d'entraîner un gaspillage de ressources pour la collectivité.

L'hydrogène soulève également des enjeux de souveraineté industrielle et énergétique. Les nations sont lancées dans une course pour développer une filière

nationale d'hydrogène, qu'il s'agisse d'électrolyseurs et de ses composants, des piles à combustible ou encore des réservoirs et autres équipements des véhicules. Pour la France, il s'agit d'éviter de renouveler les déceptions accumulées avec les éoliennes à terre et le solaire photovoltaïque, en réussissant le développement technique et industriel de la filière hydrogène et de produire sur le territoire français une part croissante de ses sources d'énergie.

Enfin, l'hydrogène présente des enjeux importants en termes de sécurité. Ses caractéristiques physiques en font un gaz dangereux. Cette problématique ne doit pas être négligée, car une accidentalité significative remettrait en cause l'acceptabilité de son utilisation. Il convient d'insister sur les mesures de compréhension et de maîtrise des risques à mesure de son déploiement à de nouveaux usages en dehors de l'industrie.

Dans le prolongement des questions qui viennent d'être soulevées, le présent rapport se propose d'évaluer l'apport environnemental, la faisabilité technique et la pertinence économique des différents modes de production et usages de l'hydrogène, ainsi que les problématiques industrielles et de sécurité que soulève son développement. L'analyse est organisée comme suit :

- compte tenu de leur importance dans l'émergence d'un modèle économique pour les différentes utilisations, la première partie de ce rapport analyse la dynamique des coûts de production à horizon 2030, pour l'hydrogène décarboné ;
- la deuxième partie examine les usages les plus pertinents sur le plan économique de l'hydrogène à cette échéance et l'organisation de leur « *phasage* » dans le temps et du développement des infrastructures associées ;
- la troisième partie insiste sur les enjeux de développement d'une filière industrielle permettant de capter valeur et ajoutée et emplois en France ;
- la dernière partie expose la problématique de la sécurité dans les usages de l'hydrogène et en discute les modalités de gestion des risques afférents.

1. L'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ PRÉSENTERA ENCORE UN COÛT ÉLEVÉ À L'HORIZON 2030 PAR RAPPORT A SON ÉQUIVALENT « GRIS »

1.1. Plusieurs techniques permettent de produire un hydrogène « *bas carbone* »

Il existe plusieurs modes de production d'hydrogène, dont les deux principaux reposent sur le **vaporeformage d'énergie fossile** et la décomposition de la molécule d'eau par **électrolyse**.

Le **vaporeformage d'énergie fossile** consiste à exposer du gaz ou du charbon à une vapeur très chaude, afin de libérer le dihydrogène¹. Ce mode de production est aujourd'hui dominant, avec 75 millions de tonnes d'hydrogène chaque année produites dans le monde, dont environ 900 000 tonnes en France. Les usages sont principalement la production d'engrais et le raffinage. Cet **hydrogène « gris »** est particulièrement émetteur de gaz à effet de serre puisqu'une tonne d'hydrogène dégage environ 10 tonnes de CO₂. Les 1 milliard de tonnes de CO₂ émises par la production d'hydrogène représentent 2,5 % du total des émissions mondiales.

Toutefois, il est possible de produire un hydrogène avec de faibles émissions de carbone à partir de vaporeformage de sources fossiles ou de biogaz couplé à une chaîne de captage, de transport puis de stockage du carbone (CCS) : cet **hydrogène** est alors qualifié de « **bleu** »². Cette technique n'émet alors qu'un résidu d'une tonne de CO₂ par tonne d'hydrogène produite en cas de captage à 90 %.

Le second procédé repose sur **la décomposition de la molécule d'eau**, par **électrolyse** – technique par laquelle un courant électrique décompose chimiquement l'eau en dioxygène et dihydrogène – ou par **cycles thermochimiques** – la molécule se dissocie sous l'effet de températures de l'ordre de 800 à 1 000 °C. L'hydrogène produit est désigné par plusieurs couleurs selon la source d'électricité utilisée. Il est qualifié de « **vert** » lorsque la source d'électricité est composée exclusivement d'énergies renouvelables ou de « **rose** » lorsqu'il est produit avec de l'énergie nucléaire. Toutefois, en France, l'hydrogène produit à partir du réseau électrique – parfois caractérisé en « **jaune** » – dégage peu de CO₂ compte tenu de la faible teneur en carbone du mix français largement composé de l'électricité des centrales nucléaires³ et de l'hydroélectricité des barrages. RTE estime ainsi que le remplacement de l'hydrogène d'origine fossile par son équivalent électrolytique, produit à partir du réseau, permettrait ainsi de réduire nos émissions de 6 Mt de CO₂/an à horizon 2030. En revanche, dans les autres pays européens dont le mix repose en partie sur les centrales à charbon ou à gaz, l'hydrogène électrolytique produit à partir du réseau dégage encore plus de CO₂ que le recours au vaporeformage.

L'Ademe a mesuré les émissions de CO₂ dégagées par la production d'un kilo d'hydrogène selon ces différents modes de production, en prenant en compte l'intégralité du cycle de vie.

¹ Le procédé majoritaire est le vaporeformage du gaz naturel (41 % de la production nationale), qui génère environ 10 kg de CO₂ par kg d'hydrogène (41 % de la production nationale), suivi de l'oxydation partielle des hydrocarbures, qui émet 13 kg de CO₂/kg de H₂ (40 % de la production nationale) et de la gazéification du charbon, qui génère 20 kg de CO₂/kg de H₂ (14 % de la production nationale).

² L'hydrogène bleu désigne aussi le vaporeformage de biométhane.

³ Le mix électrique français est décarboné à 93 % selon RTE.

Le vaporeformage dégage en moyenne 11 kg de CO₂ par kg d'hydrogène (auquel il convient d'ajouter 1 kg pour 100 km de transport), tandis que l'hydrogène vert n'en émet que 1,9 kg et l'hydrogène jaune 3 kg. Comparativement, l'hydrogène produit à partir du réseau d'électricité européen produit quant à lui plus de 20 kg de CO₂. Concernant le CCS, les émissions dépendent du type de captage. La seule captation du flux de CO₂ issu du procédé de reformage réduit les émissions de 56 %. Le captage du CO₂ issu de l'installation thermique (chaudière) qui génère la vapeur d'eau, plus dur à capter, permet de réduire les émissions de l'ensemble de l'installation de vaporeformage de 90 %, comme indiqué plus haut.

La Commission européenne conduit actuellement un travail de définition d'une taxonomie de l'investissement durable pour orienter les flux vers les technologies décarbonées. Cette taxonomie vise à définir un seuil d'émissions de CO₂ en-deçà duquel telle technologie ou activité sera considérée comme contribuant à l'évolution positive du climat. L'acte délégué présenté le 23 avril 2021 par la Commission définit comme éligible à la taxonomie verte la production qui dégage moins de 3 kg de CO₂ par kg d'hydrogène, un seuil qui rend éligible le recours au mix électrique français.

En résumé, l'hydrogène décarboné regroupe l'hydrogène **vert** produit par électrolyse à partir d'énergie renouvelable, mais aussi, au moins de manière transitoire, l'hydrogène **bleu** produit par vaporeformage avec CCS et l'hydrogène **jaune** produit à partir d'un système électrique dominé par l'énergie nucléaire. Cette nomenclature colorée semble bien installée – elle présente des vertus didactiques – mais ne doit pas cloisonner les débats : *in fine*, les indicateurs pertinents, bien plus que l'origine de l'énergie primaire utilisée ou la technologie employée, sont les émissions de gaz à effet de serre⁴, ainsi que les autres impacts environnementaux que l'on peut également évaluer à partir des analyses de cycle de vie.

1.2. Certaines des technologies de production sont déjà mûres pour une production industrielle

La **production d'hydrogène à partir de la molécule d'eau** recouvre deux technologies d'électrolyse, dites à « *basse température* », qui possèdent aujourd'hui un degré de maturité élevé (TRL de 8 à 9), autorisant leur utilisation pour produire de l'hydrogène en quantité industrielle. Il s'agit, d'une part, des **électrolyseurs alcalins** – l'ajout d'une solution alcaline améliorant la conductivité –, très répandus pour fabriquer du chlore et d'autres composés chimiques, et, d'autre part, des **électrolyseurs à membranes échangeuses de protons** (PEM). Le rendement énergétique de ces électrolyseurs se situe entre 55 et 65 %. Les électrolyseurs alcalins affichent un meilleur rendement que les PEM, mais occupent une plus grande emprise au sol et sont moins flexibles, ce qui rend leur raccordement direct à une source d'énergie renouvelable moins efficace. Les électrolyseurs PEM sont, comparativement, plus flexibles, mais une incertitude demeure sur la durée de vie de la membrane. L'enjeu pour ces technologies d'électrolyse est d'augmenter leur puissance unitaire – aujourd'hui de 1 à 5 MW, avec des projets cumulant plusieurs unités pour atteindre

⁴ Voir l'ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 *relative à l'hydrogène*, qui distingue l'hydrogène renouvelable, bas-carbone et carboné et fixe comme condition d'appartenance à chacune de ces catégories des émissions de CO₂ inférieurs à des seuils qui doivent encore être définis par la réglementation.

jusqu'à à 20 MW⁵ – leur rendement et leur durée de vie pour dégager des économies d'échelle et diminuer leur coût (cf. infra).

La **technologie de CCS** possède également une maturité industrielle. L'enjeu réside dans la construction de l'infrastructure de collecte – adaptation des installations industrielles –, de transport – gazoduc ou navires – et de stockage du CO₂. Le CO₂ doit être stocké dans des aquifères salins profonds, *via* des puits qui sont forés ou dans des champs de gaz déplétés, ce qui induit des problèmes d'acceptabilité de la technologie (cf. infra).

Les autres modes de production d'hydrogène sont encore au stade de la recherche et développement. Parmi eux, l'**électrolyse à haute température**, dispose d'un degré de maturité encore trop faible pour être industrialisé (TRL de 5 à 6) car l'électrolyseur nécessite une température entre 700 et 850 °C et sa durée de vie est pour l'instant encore trop faible. Elle dispose néanmoins d'un meilleur rendement que les autres électrolyseurs, situé entre 75 et 85 % en cas d'apport externe de chaleur, et fait l'objet d'efforts importants en termes de recherche et développement aux États-Unis ou en Europe.

La technologie **thermochimique à haute température**, qui repose sur l'utilisation d'un cycle iode/soufre ou chlore/cuivre pour réduire l'hydrogène présent dans l'eau, possède également une maturité moins élevée. Les rendements théoriques se situent autour de 50 %, mais les démonstrations actuelles affichent plutôt des niveaux avoisinant les 30 à 40 %. En outre, son coût élevé limite les perspectives de compétitivité. La **technologie plasma**, qui permet de produire de l'hydrogène à partir de méthane sans dégager de CO₂, mais seulement du carbone solide, est prometteuse en raison de la faible quantité d'énergie requise et de l'utilisation du carbone produit, bien que les débouchés soient réduits. Elle souffre néanmoins, selon l'Académie des technologies, d'un manque d'intérêt à ce stade de la part des industriels et des pouvoirs publics français.

La **pyrolyse du méthane**, la production par **activité bactérienne** ou encore la recherche **d'hydrogène natif** constituent d'autres pistes pour la recherche.

1.3. Toutefois, la compétitivité à horizon 2030 n'est pas acquise, impliquant un soutien public de long terme à la filière

1.3.1. L'hydrogène produit par électrolyse est environ trois fois plus cher que l'hydrogène gris ...

Le coût de l'hydrogène produit par vaporeformage dépend de celui du gaz naturel, à partir duquel il est produit, et de celui du CO₂. Il s'élève aujourd'hui en France⁶ entre **1,5 et 2 €/kg** environ, sous l'hypothèse d'un prix du gaz de 20 €/MWh et d'un prix de la tonne de CO₂ de 40 €/t sur le marché ETS.

Le coût de production de l'hydrogène électrolytique dépend des dépenses d'investissement de l'électrolyseur (*Capital expenditure*, ou *CAPEX*), du prix de l'électricité et du taux de charge, c'est-à-dire du taux d'utilisation de l'électrolyseur. Les CAPEX s'élèvent aujourd'hui autour de 1 000 €/kW pour les électrolyseurs alcalins et 1 500 €/kW pour les PEM. Le prix de l'électricité dépend de la source utilisée. À titre d'illustration, il

⁵ Le nouvel électrolyseur du site d'Air Liquide à Bécancour, au Canada, comporte 4 unités distinctes dotées de la technologie PEM (Membrane Échangeuse de Protons) pour une puissance totale de 20 MW.

⁶ Des pays disposant de gaz naturel moins cher peuvent descendre à un coût de production inférieur à 1 €/kg.

s'élève aujourd'hui à 42 €/MWh pour l'électricité nucléaire à prix réglementé (ARENH). Il convient d'ajouter au prix de l'électricité les tarifs d'utilisation du réseau d'électricité (TURPE), soit une fourchette allant de 11 à 16,5 €/MWh, selon l'éligibilité de l'électrolyseur à un abattement sur ce tarif (cf. infra). Le coût de production de l'hydrogène électrolytique s'élève entre **4,5 et 6 €/kg** en 2020.

La production de l'hydrogène par vaporeformage avec CCS représente, quant à elle, un surcoût situé entre 1 et 2,5 €/kg par rapport au vaporeformage simple⁷. **Le coût d'un kilo d'hydrogène produit par vaporeformage et CCS s'élève donc entre 2,5 et 4,5 €/kg.**

Au total, les coûts actuels de production de l'hydrogène électrolytique (4,5 à 6 €/kg) sont encore très élevés par rapport au vaporeformage (1,5 €/kg) et même par rapport à l'hydrogène bleu (2,5 à 4,5 €/kg). Le développement d'une demande pour l'hydrogène produit par électrolyse dans les prochaines années nécessitera donc une baisse significative des prix de production et un soutien public pour couvrir la différence de coût.

1.3.2. ... avec des surcoûts encore élevés en 2030, en fonction du prix de l'électricité et du mode de fonctionnement de l'électrolyseur

À l'horizon 2030, la compétitivité de l'hydrogène décarboné produit par électrolyse par rapport à son équivalent gris demeure incertaine, même en cas de très forte baisse des coûts de l'électrolyse entraînée par une massification de la production.

Le coût de l'hydrogène gris dépendra de celui de la tonne de CO₂ fixé sur le marché européen de l'ETS ou par d'éventuelles taxations particulières complémentaires. La valeur de l'action climat fixe le prix de la tonne de CO₂ à cet horizon autour de 300 €⁸. Cela ne signifie néanmoins pas que le carbone sera taxé à ce niveau, mais que toute action permettant de réduire les émissions et ayant un coût inférieur à ce niveau a du sens pour la collectivité et mérite donc être entreprise. Cette évaluation doit toutefois systématiquement interroger la possibilité d'autres solutions rendant le même service énergétique final et évitant également des émissions de CO₂ pour un coût moindre, ces dernières devant, le cas échéant, être préférées comme priorités du soutien public (exemples : hydrogène bas-carbone ou biométhane pour remplacer du gaz naturel ; véhicule à hydrogène et pile à combustible ou véhicule électrique à batterie pour remplacer des véhicules essence ou diesel, cf. partie 2). Un prix de la tonne de CO₂ à 100 € en 2030, qui était par exemple le niveau de prix envisagé pour la TICPE à cette échéance, renchérirait le coût de production de l'hydrogène gris de 1 € par kilo, soit autour **de 2,5 €/kg**.

L'hydrogène décarboné ne sera donc compétitif à cet horizon que si son coût de production diminue jusqu'à une fourchette de **2,5 à 3 €/kg**, sauf contraintes réglementaires drastiques sur l'hydrogène gris.

Un **prérequis pour atteindre cette fourchette de prix** est de recourir à un mode de fonctionnement de l'électrolyseur qui optimise les coûts d'investissement et coûts opérationnels (prix de l'électricité).

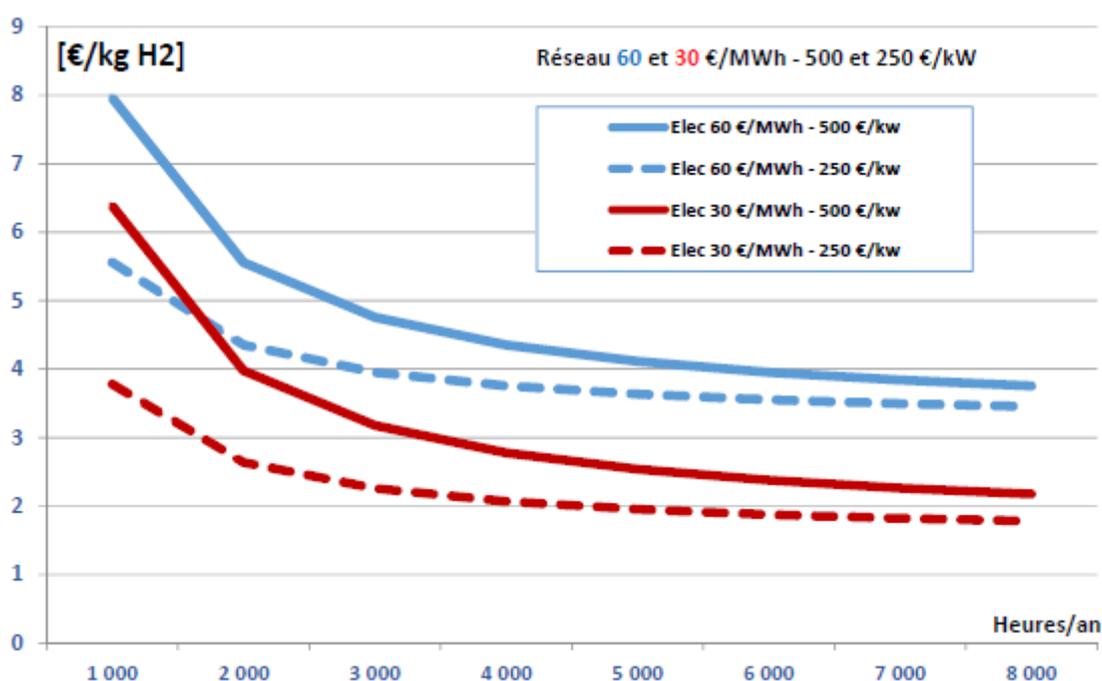
Il existe trois configurations possibles pour la production par électrolyse. La première consiste à **relier directement les électrolyseurs à une source d'énergie renouvelable**

⁷ Total indique, par exemple, que le coût total de captage, de transport et de stockage d'une tonne de CO₂ pour son projet Nothern Lights, en Norvège, s'élève à 150 € la tonne, soit un surcoût de 1,5 €/kg.

⁸ Source : France Stratégie, La Valeur de l'action climat, février 2019.

et de n'utiliser que les surplus de production d'électricité pour produire de l'hydrogène, afin de bénéficier des prix les plus bas. Ce fonctionnement s'avère être le plus onéreux, car le taux de charge des électrolyseurs est particulièrement faible compte tenu de l'intermittence des renouvelables, mais aussi dès lors que la majeure partie de la production électrique est dévolue au marché⁹. En outre, cette configuration oblige à surdimensionner l'électrolyseur pour qu'il puisse recevoir le plus possible d'électricité produite par la centrale. Cette configuration d'électrolyse, qui fait fortement dépendre le coût de l'hydrogène produit des CAPEX de l'électrolyseurs, ne deviendra donc avantageuse sur le plan économique que lorsque ces derniers descendront à un à niveau très bas, autour de 100 €/kW, qui ne sera vraisemblablement pas atteint à l'horizon 2030 (cf. infra). Le graphique ci-dessous, produit par l'IFPEN, illustre l'importance de disposer d'un taux de charge minimal (indiqué ici en heures/an) pour diminuer le prix de production de l'hydrogène lorsque les CAPEX sont compris entre 250 et 500 €/kW.

Coût de production de l'hydrogène en fonction du prix de l'électricité, du coût de l'électrolyseur et de sa durée annuelle de fonctionnement



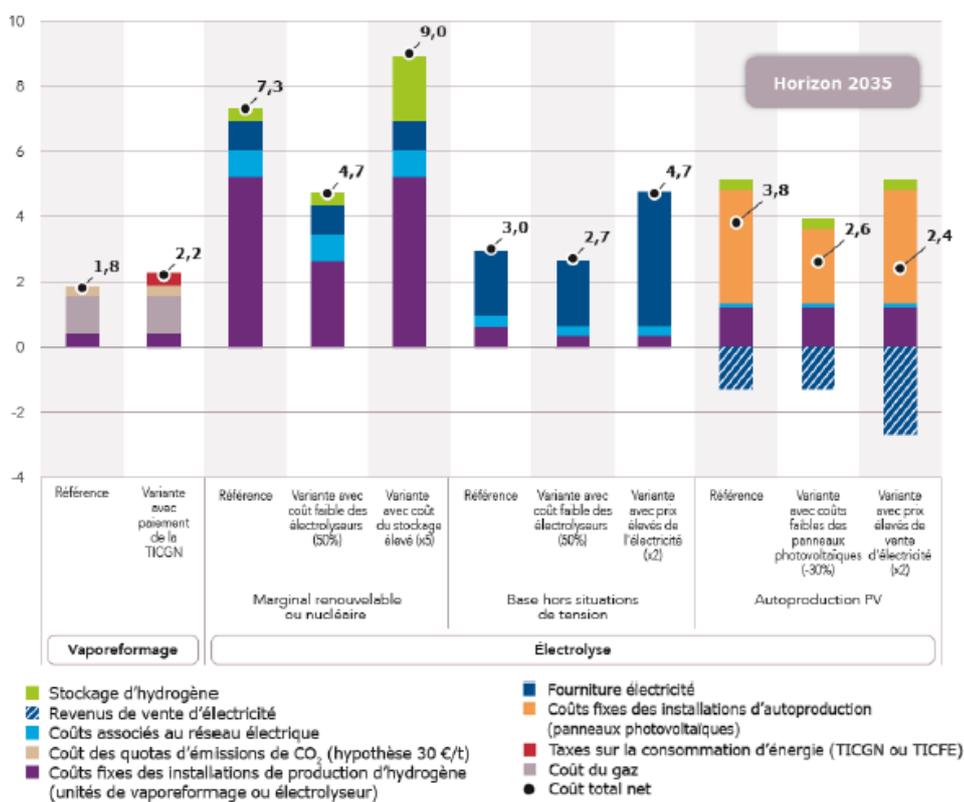
Source : IFPEN

Le deuxième mode consiste à **relier les électrolyseurs directement au réseau**, afin qu'ils fonctionnent toute l'année, sauf pendant certaines périodes de tension où les prix de l'électricité sont élevés. Ce fonctionnement est aujourd'hui le mode le plus économique, car il nécessite moins de capacité d'électrolyse pour un même volume d'électricité et permet ainsi d'amortir plus rapidement le coût d'investissement. Afin de respecter des exigences réglementaires ou commerciales, il est possible de coupler ce fonctionnement avec des garanties « *électricité d'origine renouvelable* ».

⁹ De l'ordre de 10 % pour le photovoltaïque, de 20 % pour l'éolien *on-shore* et jusqu'à 40 % pour l'éolien *off-shore*.

Le dernier mode repose sur l'installation d'électrolyseurs sur un site de production d'électricité renouvelable dédié à la production d'hydrogène, l'électricité pouvant être revendue lorsque les prix sont élevés sur le marché. Ce fonctionnement est très dépendant de l'évolution des CAPEX et du coût de l'électricité renouvelable produite localement¹⁰. En effet, compte tenu du taux de charge moindre de l'électrolyseur causé par l'intermittence des renouvelables, les CAPEX prennent un poids plus important dans le coût total de l'hydrogène que dans la configuration en réseau. Néanmoins, l'électricité peut être revendue sur le marché lorsque les prix sont hauts, ce qui peut compenser ce surcoût. Comme l'illustre le graphique de RTE ci-dessous, l'hydrogène ainsi produit ne deviendrait moins cher que le raccordement direct au réseau qu'en cas de baisse plus forte qu'anticipée du prix des panneaux solaires de l'ordre de 30 % ou de très fortes hausses des prix de l'électricité sur le marché.

Estimation du coût de revient vu du producteur d'hydrogène en 2030



Source : RTE

Seuls les deux derniers modes – connexion au réseau raccordement à un site d'énergie renouvelable dédié – permettent donc d'optimiser le coût de production d'hydrogène à horizon 2030. Si la première de ces deux configurations est à l'heure actuelle la moins onéreuse, le choix entre ces deux configurations dans les prochaines années dépendra des

¹⁰ Enedis considère, par ailleurs, que le raccordement indirect de ces électrolyseurs aux réseaux de distribution d'électricité serait une brèche dans l'égalité de traitement et dans la péréquation tarifaire, et méconnaîtrait le monopole de gestion de ces réseaux.

hypothèses d'évolution des prix de l'électricité renouvelable et des prix de l'électricité sur le marché de gros, et dans une moindre mesure des CAPEX¹¹.

Concernant la configuration en autoproduction sur site, selon les scénarios les plus optimistes présentés par l'Hydrogen Council¹² ou encore Bloomberg¹³, le prix de l'électricité renouvelable baissera nettement en raison du fort recul du coût de ces énergies dans le monde, encore plus prononcé dans certaines zones à fort potentiel comme l'Espagne ou le Chili, et atteindra une fourchette comprise entre 13 et 37 €/MWh en Europe. Selon ces études, les CAPEX diminueront pour atteindre un niveau autour de 250 €/kWe grâce à l'industrialisation (effet d'apprentissage) de l'ensemble de la filière (électrolyseurs, développeurs, installateurs, exploitation et maintenance, etc.) et à des économies d'échelle (passage d'une puissance unitaire de 2 MW à plusieurs dizaines voire centaines de MW) et des gains d'efficacité (hausse du rendement des électrolyseurs de 65 à 70 %). L'Hydrogen Council retient ainsi pour le prix des électrolyseurs un taux d'apprentissage de 10 % par an, qu'il juge conservateur par rapport à ceux des énergies renouvelables, de l'ordre de 35 % pour le solaire par exemple (entre 2010 et 2012). À ces conditions, l'hydrogène sera produit autour de 2 €/kg à horizon 2030 et deviendrait compétitif. Ces estimations optimistes doivent néanmoins être tempérées. Concernant les CAPEX, si une baisse à 250 €/kW ne peut pas être exclue, la plupart des études¹⁴ font néanmoins état d'un coût autour de 500 €/kW dans 10 ans. S'agissant du prix de l'électricité, les prévisions utilisées par la CRE et la DGEC pour calculer le montant de la CSPE se fondent sur un prix autour de 30 €/MWh pour le photovoltaïque et de 34 €/MWh pour l'éolien en France en 2030 dans un scénario favorable et des prix autour de 50 €/MWh dans un scénario défavorable. S'il ne peut être écarté que certains sites produisent de l'électricités renouvelables à très bas coût (en dessous de 20 €/MWh) en Europe voire en France, ils seront vraisemblablement limités et l'hydrogène sera en concurrence avec d'autres usages pour utiliser cette électricité. **RTE estime ainsi que, dans un scénario de référence, la production d'hydrogène à partir d'électricité photovoltaïque s'élèvera à 3,8 €/kg.**

Concernant la **configuration en connexion au réseau**, le prix de production de l'hydrogène dépendra très fortement du prix de l'électricité sur le marché de gros, qui détermine en moyenne 75 % du coût total d'un kilo d'hydrogène.

Il est probable que ce prix, situé aujourd'hui autour de 43 €/MWh, ne baissera pas à horizon 2030 pour plusieurs raisons. La diminution progressive à 50 % de la part du nucléaire dans le mix électrique à horizon 2035 pourrait exercer un impact à la hausse sur les prix. En outre, l'intégration des marchés européens limiterait l'impact à la baisse sur les prix du marché de la construction de capacités d'énergies renouvelables supplémentaires à des prix inférieurs à ceux du marché. Ainsi, alors que l'Allemagne a construit près de 100 GW de capacité de renouvelable supplémentaire contre seulement 10 GW aux Pays-Bas, le prix de l'électricité est resté sensiblement le même dans les deux pays en 2019, car ce sont les coûts marginaux des centrales à charbon qui fixent le prix du marché la grande majorité du temps. Enfin, un prix de l'électricité trop bas ne permettrait pas d'inciter à l'investissement dans les

¹¹ Certaines réglementations, comme la directive *relative aux énergies renouvelables* (RED II) qui impose une connexion directe de l'électrolyseur avec des capacités de renouvelables supplémentaires pour les connecter à l'électrolyseur, pourraient aussi être allégées pour ne pas contraindre les possibilités d'électrolyse.

¹² *Source* : Hydrogen Council, Hydrogen Insights, février 2021.

¹³ *Source* : Bloomberg, Hydrogen Economy Outlook, key message, 30 mars 2021.

¹⁴ Par exemple, Agence internationale de l'énergie, Hydrogen in North Western Europe, a vision toward 2030, Avril 2021.

capacités de production, car il ne permettrait pas aux industriels de récupérer leurs coûts d'investissement, et pourrait avoir pour conséquence d'augmenter le prix sur le marché de capacité, et donc le coût de l'électricité. Il est donc raisonnable d'anticiper un prix de l'électricité sur le marché de gros qui sera compris entre 45 et 60 €/MWh¹⁵.

Par ailleurs, il convient d'ajouter à ce prix de l'électricité sur le marché du gros les tarifs d'utilisation du réseau (TURPE)¹⁶, dans le mode de connexion au réseau. De tels coûts renchérissent actuellement le prix de l'électricité obtenue par un électrolyseur dans une fourchette allant de 11 à 16,5 €/MWh selon que ce dernier est raccordé au réseau public de transport ou de distribution d'électricité¹⁷.

S'ils répondent aux conditions prévues par le décret du 10 avril 2021, les électrolyseurs peuvent bénéficier d'un abattement allant jusqu'à 80 % sur le TURPE.

Conditions d'abattement sur le TURPE pour les électrolyseurs

Le nouveau décret n° 2021-420 du 10 avril 2021 *modifiant la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux dispositions relative à la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité* réforme l'ancien régime d'abattement du TURPE accordé aux industries électro-intensives. Il permet aux électrolyseurs d'électricité de bénéficier d'un abattement sur le TURPE¹⁸ à certaines conditions.

Les critères d'éligibilité à ce nouveau régime supposent d'être directement ou indirectement raccordé au réseau public de transport d'électricité. Le raccordement direct nécessite que les électrolyseurs disposent d'une capacité supérieure à 40 MW, ce qui est loin d'être le cas aujourd'hui, mais pourrait être atteint dans un horizon de quelques années.

Il est également possible pour ces électrolyseurs de bénéficier de l'abattement du TURPE en étant indirectement raccordés au réseau public de transport en se positionnant en décompte d'un site lui-même raccordé directement à ce réseau. Cette configuration est fréquente pour les industries aujourd'hui consommatrices d'hydrogène.

¹⁵ Les prévisions établies par la DGEC dans le cadre de l'élaboration de la nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et qui ont servi, notamment, au chiffrage des charges de service public de l'énergie engendrées par les nouvelles installations d'énergies renouvelables s'élèvent, en 2030, à 44 € dans un scénario bas et à 65 € dans un scénario haut.

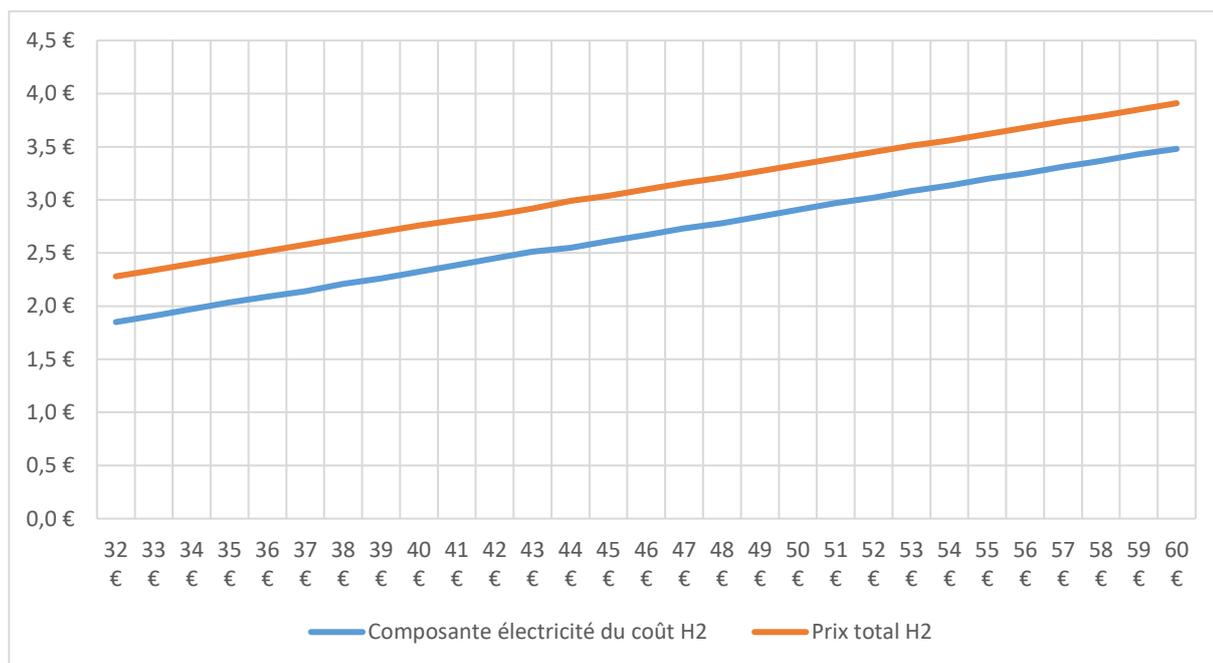
¹⁶ La quantité d'électricité utilisée pour les besoins d'un procédé électrolyse n'est pas soumise à la CSPE en application du 1° du 4 de l'article 266 quinquies C du code des douanes.

¹⁷ Et hypothèse étant faite que l'électrolyseur ne consomme pas uniquement en saison basse.

¹⁸ Bénéficiaire ainsi d'un abattement de 81 % du TURPE les sites qui soutirent sur le réseau public de transport d'électricité un volume d'électricité supérieur à 10 GWh, avec une durée d'utilisation du réseau supérieure ou égale à 7 000 heures.

En prenant en compte un tel abattement, le Comité de Prospective estime que le prix d'électricité après coût d'accès au réseau de transport d'électricité s'établira dans une fourchette entre 47 et 62 €/MWh en fonction des scénarios. Le graphique ci-dessous illustre que ces niveaux de prix d'électricité ne permettront pas d'atteindre un prix de 2,5 €/kg d'hydrogène, soit la parité avec l'hydrogène gris avec un prix de CO₂ à 100 €/tonne, même en prenant des hypothèses très favorables sur la réduction du coût des électrolyseurs à horizon 2030¹⁹. Il aurait fallu pour cela atteindre que le prix descende en dessous de **36 €/MWh**, un niveau qui semble difficilement atteignable en 2030.

Part du coût de l'électricité dans les coûts de production d'hydrogène – hypothèses favorables avec raccordement au réseau d'électricité



Source : Comité de Prospective de la CRE

Le tableau ci-dessous résume les différences de prix de l'hydrogène en fonction des configurations d'électrolyse et des scénarios sur l'évolution du prix de l'électricité et des CAPEX. Un kilo d'hydrogène sera produit dans une fourchette comprise **entre 2 et 4 €/kg à l'horizon 2030. Il ne deviendrait compétitif avec l'hydrogène fossile (2,5 €/kg avec un prix du CO₂ à 100 € sur l'ETS) que dans les scénarios les plus optimistes.**

¹⁹ Électrolyseur connecté au réseau, CAPEX de 250 €/kW contre plus de 1 000 €/kW aujourd'hui, taux d'efficacité de 68 %, durée de vie de 20 ans.

Coût de l'hydrogène à horizon 2030 selon différents scénarios et hypothèses

Source	Configuration	Prix de l'électricité ²⁰	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'Energie ²¹	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 ²²	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 ²³	850 €/kW	4500-7500 h	3,8 €

Ce tableau illustre qu'il sera difficile d'atteindre un prix compétitif de l'hydrogène décarboné en 2030. La principale cause réside dans le prix de l'électricité, dans la configuration en réseau.

Une dernière problématique doit être prise en compte concernant la production d'hydrogène par électrolyse et a trait à l'impact du prix du CO₂ sur le marché de l'ETS. En raison des

²⁰ L'Hydrogen Council n'intègre pas les coûts liés au TURPE, contrairement à EDF.

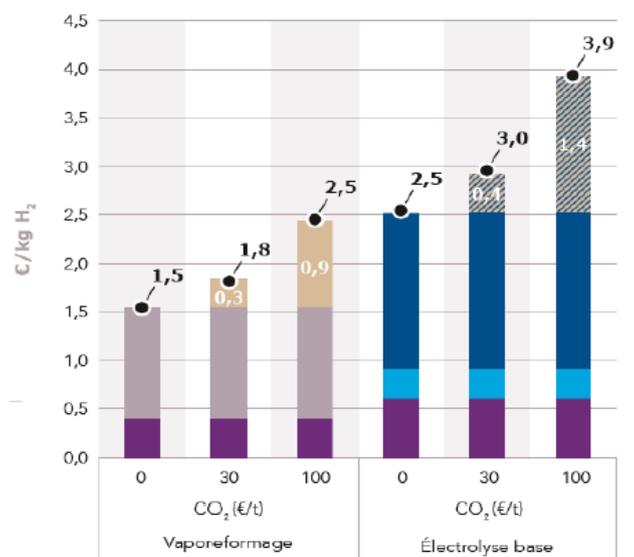
²¹ Source : AIE, Hydrogen in North-Western Europe Hydrogen supply and demand, A vision towards 2030, avril 2021.

²² 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 pour 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 France), le coût de revient est de 43 €/MWh. Seuls 58 % de cette production sont 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) est vendu sur les marchés de l'électricité au prix moyen de 40 €/MWh.

²³ 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 continue. 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 qu'on peut considérer 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.

interconnexions électriques européennes, les centrales à charbon produisant de l'électricité ou les centrales à gaz fixent pendant de longues périodes le prix marginal de l'électricité sur le marché européen. En France, le prix de l'électricité a été déterminé en 2019 à 25 % par l'importation d'électricité produite par des centrales à charbon et à 20 % par des prix de centrale à gaz. RTE estime ainsi qu'un prix de 100 € la tonne de CO₂ sur le marché ETS renchérirait le prix du kilo d'hydrogène de 1,4 € par kilo, comme l'indique le graphique ci-dessous. Surtout, cet impact du prix de l'ETS est plus important pour l'hydrogène produit par électrolyse que pour celui produit par vaporeformage, ce qui risque de creuser le désavantage compétitif du premier.

Estimation du coût de revient vu du producteur d'hydrogène en 2035 selon plusieurs hypothèses de prix de CO₂ sur l'ETS



Source : RTE

Les producteurs d'hydrogène par électrolyse peuvent éviter ce phénomène en recourant à des contrats de long terme²⁴ avec des producteurs d'électricité décarbonée. Ces contrats permettraient d'éviter de recourir à une électricité produite avec des énergies fossiles pour produire l'hydrogène et donc de subir l'impact de l'ETS sur la hausse du prix de l'électricité et stimuleraient le développement d'électricité décarbonée.

²⁴ Ces contrats peuvent par exemple prendre la forme de *Power purchase agreement* (PPA), contrats de gré à gré (OTC) bilatéraux plus ou moins sur mesure, qui peuvent s'appuyer sur des montages complexes et peuvent exposer les contractants à des risques de contrepartie, de profil, de liquidité, etc. Autre exemple, les contrats *futures* standardisés cotés sur les marchés organisés, sans risque de contrepartie. Il convient de noter néanmoins pour ces derniers qu'il n'existe pour l'instant que peu de liquidité au-delà d'un an et aucune à partir de 4 ans, ce qui limite les possibilités de *hedging* à long terme.

Obtenir un hydrogène électrolytique compétitif à horizon 2030 par rapport au vaporeformage dépendra donc fortement du prix de l'électricité à cet horizon. Afin de minimiser les surcoûts, il conviendra de mettre en place les modes de fonctionnement les plus optimaux pour les électrolyseurs.

En France, cela passe par un raccordement au réseau d'électricité, sauf dans les zones où le prix des renouvelables connaît une baisse importante ; par des électrolyseurs d'une puissance suffisante pour être raccordés directement au réseau public de transport et obtenir ainsi un abattement sur le TURPE, ou à défaut, par un raccordement indirect à ce réseau ; par la contractualisation d'un approvisionnement en électricité permettant d'éviter l'effet de la hausse du prix du carbone sur le prix de l'électricité et de préserver les producteurs d'hydrogène du risque-marché.

À titre transitoire, et dans une optique de stimuler la demande d'hydrogène décarboné dans l'industrie et la mobilité, il pourrait être envisagé de recourir de manière complémentaire à **l'hydrogène bleu produit après CCS**. Aujourd'hui situé autour de 2,5 à 4,5 €/kg, le prix de ce dernier devrait diminuer dans une fourchette entre **2 et 2,5 €/kg** à l'horizon 2030. Total estime que le coût de la chaîne de captage, transport et stockage de son projet Northern Light en Norvège pourrait diminuer d'un coût de 150 à 75 € la tonne de CO₂ grâce aux effets d'échelle, soit un surcoût de 0,75 € par kilo d'hydrogène produit par rapport au vaporeformage. Néanmoins, compte tenu du coût significatif de l'exploration et de la construction de zones de stockage de CO₂ en France et de la durée que prendraient de tels projets (environ 8 ans), sans compter les questions d'acceptabilité de cette technologie, la décision de recourir à l'hydrogène bleu ne peut être réalisée indépendamment du choix plus global de faire appel ou non à cette technique en France pour diminuer les émissions dans d'autres secteurs. En outre, cette option aurait l'inconvénient de ne pas concourir au développement de la filière française d'électrolyseur.

Le CCS pourrait être une option à court terme pour la production d'hydrogène alimentant les sites industriels en zone portuaires comme à Dunkerque ou au Havre, pour lesquels le CO₂ capté pourrait être exporté et stocké en mer du Nord sans qu'il soit besoin de procéder à un stockage en France. Le site de stockage Northern Lights sera ainsi opérationnel dès 2023. Ces zones de stockage en mer du Nord sont néanmoins susceptibles d'être l'objet de concurrence entre de nombreux industriels européens et de nombreuses sources de CO₂ autres que la production d'hydrogène. En outre, il conviendrait d'évaluer le bilan carbone en incluant le CO₂ émis par le transport par navire pour vérifier la pertinence environnementale de cette solution.

L'utilisation d'hydrogène produit par vaporeformage et capture et stockage du CO₂ : exemples à l'étranger

Pour que l'hydrogène bleu devienne une possibilité sur le plan industriel, les capacités de stockage devront être développées. En 2020, seules 35 millions de tonnes de capacités de stockage sont en projet, principalement aux États-Unis (25 Mt), alors qu'il faudrait 800 millions de tonnes pour seulement stocker le carbone issu de la seule production d'hydrogène, qui ne représente elle-même que 1 % du total des émissions de CO₂.

Les pays européens les plus avancés sur le CCS, la Norvège, les Pays-Bas ou encore le Royaume-Uni, cherchent à développer cette filière par la mise en place de mécanismes mélangeant incitation et sanction, en couplant des taxes croissantes sur le CO₂ et de subventions couvrant le différentiel de coût entre le prix du CCS et celui de la tonne de carbone. Les Pays-Bas ont ainsi instauré une taxe carbone de 30 € en 2020 qui augmentera jusqu'à 125 € en 2030²⁵, tandis que la mise en place de contrat pour différence (CfD) sur la valeur du CO₂ permet le financement de 100 % de l'écart entre les coûts du projet et le prix du CO₂ (dans une limite de 156 €/t pour le CCS). Il convient de noter l'existence de discussions germano-russes destinées à explorer la possibilité d'exporter de l'hydrogène produit en Russie à partir de méthane avec CCS.

Le développement du CCS en France nécessiterait de déployer des capacités de stockage de CO₂ ou transporter ce dernier vers les zones de stockage en Mer du Nord. Des études dans le Nord de la France ont permis d'identifier des petites structures de stockage. D'autres se situeraient probablement en *off-shore* sur la côte atlantique. Le potentiel est estimé à quelques centaines de millions de tonnes de CO₂. Leur exploitation nécessiterait néanmoins des campagnes d'exploration (forages de puits, campagne sismique) longues (8 ans entre le début du projet et sa mise en service) et coûteuses (creuser un puits en mer du nord coûte environ 100 M\$). Le choix de recourir à cette technique en France ne peut donc concerner uniquement la production d'hydrogène. L'exportation de CO₂ capté en France, plus immédiate, nécessiterait, sur le plan juridique, un accord bilatéral avec le pays d'importation. Le coût de transport d'une tonne de CO₂ par navire vers les Pays-Bas est estimé par Total autour de 20 €. Elle serait limitée à l'hydrogène produit à proximité d'un port pour des raisons logistiques.

Une piste parfois évoquée consiste à privilégier un modèle de production centralisé de l'hydrogène dans des pays très ensoleillés – par exemple au Maroc ou en Espagne – et à acheminer l'hydrogène produit par gazoducs jusqu'en France. Outre les difficultés économiques que soulève cette solution de transport à horizon 2030 – sur lesquelles nous revenons dans la seconde partie du présent rapport – cette solution aurait l'inconvénient de moins favoriser par la demande intérieure la construction d'une filière française de l'électrolyse.

²⁵ Laquelle ne s'ajoute pas au prix du carbone sur l'ETS mais le complète jusqu'au niveau souhaité.

Des technologies de rupture – telle l'électrolyse à haute température – pourront également émerger vers l'horizon 2030 et entraîner des baisses de coûts, à la condition de poursuivre les efforts de recherche et développement.

L'électrolyse à haute température

Le CEA travaille actuellement à un couplage entre un électrolyseur SOEC à haute température pouvant fonctionner en mode électrolyse ou PAC et des petits réacteurs nucléaires modulables, dits « *SMR* » (*Small Modular Reactors*). Le premier avantage du modèle est d'utiliser la chaleur de la centrale pour augmenter le rendement de l'électrolyse à haute température de 10 points, soit un rendement total de 85 % contre 65 à 70 % maximum pour les électrolyseurs PEM et Alcalins. Un apport de chaleur à 150 degrés sous forme de vapeur surchauffée est suffisant pour entretenir le système. Le modèle permet également d'optimiser la production d'hydrogène en fonction des prix de marché de l'électricité. Lorsque les prix sont élevés, l'électrolyseur serait à l'arrêt ou fonctionnerait en mode réversible (PAC) pour soutenir le réseau. En cas de prix bas, le réacteur nucléaire serait modulé à la baisse pour capter les prix du réseau et produire l'hydrogène à moindre coût. Ce couplage permettrait enfin de produire un hydrogène localement, au plus près des usages, pour éviter les coûts de logistique avale. Le prix cible à long terme est de 2 à 3 € le kilo d'hydrogène.

Le Royaume-Uni²⁶, l'Allemagne (avec Sunfire), les États-Unis (avec Fuel Cell Energy)²⁷ expérimentent également cette technique, avec des démonstrateurs jusqu'à 2 MW.

Le développement du SMR soulève néanmoins la question de l'acceptabilité sociétale d'une dissémination de réacteurs nucléaires en France, chacun ayant malgré tout une puissance de l'ordre de 250 MW. Il convient de noter que la source de chaleur peut également provenir d'une industrie. Ainsi, le cimentier isérois Vicat collabore avec le CEA à travers la JV GENVIA pour réemployer la chaleur fatale issue du processus de fabrication du ciment vers l'électrolyseur à haute température.

En conclusion, l'hydrogène produit par électrolyse ne sera vraisemblablement pas compétitif par rapport à l'hydrogène produit par vaporeformage jusqu'en 2030, sans qu'il ne soit acquis qu'il le devienne au-delà de cette échéance. Un prix du CO₂ sur le marché de l'ETS autour de 100 € la tonne en 2030 ne sera donc pas suffisant pour inciter au basculement vers l'hydrogène décarboné. Afin de permettre l'émergence de cette filière, des mécanismes de soutien public devront être mis en place pour combler les surcoûts avec l'hydrogène gris. Outre la réglementation et les subventions à l'investissement, des contrats de gré-à-gré d'expérimentation pourraient être mis en place dans un premier temps, compte tenu de l'inexistence d'un prix de production de référence de l'hydrogène électrolytique, sur lequel se fonde le mécanisme actuel de complément de rémunération pour les énergies renouvelables.

²⁶ *Source* : Feuille de route du Nuclear Industry Council (NIC) pour l'hydrogène vert, publiée le 18 février 2021.

²⁷ Le groupe américain Nuscale, producteur de SMR, projette d'utiliser une des tranches de 60 MW pour tester son couplage avec la technologie SOEC.

Il faudra par ailleurs veiller à ne pas multiplier les dispositifs, au risque d'en complexifier le suivi budgétaire, ce qui pourrait entraîner des surcoûts pour la collectivité. Enfin, ces mécanismes devront permettre, dans un premier temps, de couvrir les producteurs du risque-marché, notamment en ce qui concerne les évolutions du prix de l'électricité et du TURPE. La pierre angulaire du développement d'une nouvelle filière est en effet la facilité à l'investissement et le coût du capital immobilisé.

1.4. Des coûts de compression, de transport et de distribution à ne pas négliger

Dès lors que l'hydrogène n'est pas produit à proximité immédiate de son lieu d'usage, les coûts de **compression**, de **transport** et de **distribution** acquièrent une importance significative dans les modèles économiques de ses différents usages.

Les caractéristiques de l'hydrogène, et notamment sa légèreté et sa faible densité énergétique, le rendent en effet délicat et cher à transporter. L'hydrogène doit d'abord être **comprimé ou liquéfié** pour répondre aux usages envisagés. Les réservoirs des véhicules nécessitent ainsi une compression de 350 à 700 bars, quand l'hydrogène produit par électrolyse se situe entre 10 et 50 bars.

La compression d'hydrogène jusqu'à 700 bars coûte environ 0,1 €/kg selon l'Académie des technologies. La liquéfaction, qui nécessite plus d'énergie, car la température descend à - 253 °C, coûte environ 0,4 €/kg.

Le coût du transport dépend quant à lui du mode qui varie selon la distance. Le transport de longue distance, supérieure à 3 000 km, nécessite un transport par navire, l'hydrogène étant liquéfié ou transformé en ammoniac. La stratégie allemande reposant largement sur l'importation d'hydrogène issu de pays ensoleillés, l'EWI de Cologne a estimé, dans une étude de décembre 2020, que les coûts de transport par bateau (liquéfaction, chargement, transport, regazéification) s'élèvent à **3,2 \$/kg aujourd'hui** et pourraient diminuer jusqu'à 1,2 \$/kg en 2050. Un tel niveau, auquel il convient d'ajouter les coûts de production, rend l'importation d'hydrogène par navire plus chère à moyen terme que la production locale par électrolyse²⁸.

Le transport sur des moyennes distances peut être réalisé par hydrogénéoduc. En effet, le transport direct d'hydrogène par tuyau s'avère beaucoup moins onéreux que le transport par le réseau électrique de l'électricité produite dans une zone à bas prix vers les lieux de production d'hydrogène²⁹. Cela suppose la **mise en place d'un réseau dédié par conversion des infrastructures existantes** ou par construction de nouvelles canalisations. Ce sujet du transport de l'hydrogène par réseaux de gaz fera l'objet d'un chapitre dédié dans la deuxième partie du présent rapport. Le transport sur courte distance peut être effectué sous forme comprimée par camion, pour des coûts à partir de 1 €/kg en fonction de la distance.

²⁸ L'étude publiée par Agora Energiewende en février 2021 et citée dans la deuxième partie du rapport établit ainsi qu'en 2050 l'hydrogène produit localement en Allemagne restera moins cher que l'hydrogène importé par navire depuis l'Algérie.

²⁹ Selon GRTgaz et Teréga, dans la configuration d'un besoin d'hydrogène à Lyon et une électricité renouvelable produite moins chère à Marseille, la solution consistant à transporter de l'hydrogène produit par électrolyse à Marseille par les infrastructures de gaz coûte deux à quatre fois moins cher que celle consistant à transporter l'électricité de Marseille vers Lyon et de réaliser l'électrolyse dans cette dernière ville.

Le stockage d'hydrogène peut également être envisagé pour garantir aux fournisseurs d'hydrogène un exutoire, aux consommateurs une sécurité d'approvisionnement et au territoire une économie circulaire et la possibilité de décentraliser l'énergie renouvelable. L'hydrogène peut être stocké sous forme liquide ou sous forme d'ammoniac, pour un coût encore très élevé, supérieur à 2 €/kg selon l'Académie des technologies. Il peut être stocké sous forme gazeuse en cavité saline ou dans des champs de gaz déplétés.

Le coût d'une infrastructure de stockage en cavité saline, qui dépend de la taille de cette dernière, de la quantité à stocker et de la fréquence de cyclage de l'hydrogène, s'élève entre 0,2 0,6 €/kg selon Storengy. La technique de stockage d'hydrogène en cavité saline est mûre et est déjà utilisée au Royaume-Uni (site de Teeside) et aux États-Unis. Il convient d'adapter les pratiques pour un cyclage plus fréquent, en réponse aux besoins du marché. Des zones de stockage se situent en France au niveau d'Étrez, dans la région AURA, ou dans le Sud-Est du pays.

Enfin, il importe d'ajouter les coûts de distribution en station-service pour les usages de mobilité. Une station à hydrogène dimensionnée pour accueillir une vingtaine de camions coûte environ 15 M€. Toutefois, selon l'Hydrogen Council, des perspectives importantes de réduction de ces coûts sont envisageables **grâce à une massification du déploiement des stations**. Contrairement aux voitures à batterie, pour lesquelles l'augmentation du nombre de stations entraîne un renchérissement du coût de l'infrastructure, les stations hydrogène peuvent accueillir un nombre très important de véhicules compte tenu de la rapidité du chargement, rendant possible la création d'économies d'échelles et de séries. Augmenter à la fois le nombre de stations et leur taille (avec des capacités de chargement entre 500 kg et une tonne par jour) permettrait de **diminuer les coûts de distribution à 1 €/kg en 2030**. Selon le cabinet E-Cube, en revanche, il serait difficile de diminuer le coût de la distribution à moins de 2 à 3 €/kg à horizon 2030.

Ces coûts logistiques peuvent enchérir, parfois de façon significative, le coût final de l'hydrogène disponible. Ils doivent conduire à effectuer un arbitrage entre production locale et importation d'hydrogène depuis des zones où l'électricité est moins chère ou dans lesquelles est installé un gros électrolyseur. Par ailleurs, il convient d'inclure dans le bilan environnemental de l'hydrogène décarboné le transport par camion ou par navire. Selon l'Ademe, le recours au camion induit l'émission de 1 kg de CO₂ par kg d'hydrogène pour 100 kilomètres.

Propositions du groupe de travail sur la production d'hydrogène

Adopter une approche de neutralité technologique quant aux différentes formes d'hydrogène décarboné (vert, jaune, voire bleu) pour atteindre rapidement les coûts de production les plus bas et minimiser le coût du soutien public.

Dans le cas d'une production de l'hydrogène à partir d'électricité, favoriser la configuration d'électrolyse la plus économique, compte tenu du mix-électrique français :

- connecter en priorité les électrolyseurs au réseau d'électricité compte tenu de l'intermittence des énergies renouvelables qui diminue le taux de charge des électrolyseurs. En cas de baisse plus forte qu'anticipée des coûts du photovoltaïque et de l'éolien, favoriser le raccordement à un site d'énergie renouvelable dédié ;
- favoriser le raccordement indirect au réseau public de transport ou la mise en place d'électrolyseurs de plus de 40 MW dans une logique de *hubs* pour bénéficier de moindres coûts d'accès au réseau ou de synergies dans l'emploi et la logistique de l'hydrogène ;
- recourir à des contrats de long terme entre les producteurs d'électrolyse et les producteurs d'électricité décarbonée pour éviter l'impact de la hausse du prix du CO₂ sur le système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (EU ETS) sur le prix de l'électricité et maîtriser le risque-marché.

Poursuivre les soutiens à la recherche et au développement sur les technologies de production de rupture (électrolyse à haute température, torche à plasma).

2. DES USAGES MULTIPLES, MAIS AUX MODÈLES ÉCONOMIQUES INCERTAINS ET À LA MATURITÉ ÉLOIGNÉE

Par la grande variété des usages auxquels il se prête, l'hydrogène est souvent présenté comme un vecteur-clé de la transition énergétique. Il peut être utilisé comme combustible pour la mobilité, comme source de chaleur pour l'industrie et le résidentiel, comme matière première dans la chimie ou la production de certains biens industriels (acier, verre) ou encore comme vecteur de stockage de l'électricité pour pallier la variabilité de certains renouvelables ou décongestionner un réseau.

Il y a cependant loin de la faisabilité scientifique à l'utilisation industrielle. Certaines applications de l'hydrogène présentent des surcoûts très élevés qui rendent leur généralisation peu probable à horizon 2030, en plus des contraintes en matière de sécurité qui seront évoquées dans la partie suivante.

Il convient de distinguer les usages pour lesquels il n'existe pas de solution bas-carbone autre que l'hydrogène, telles certains procédés industriels, de ceux pour lesquels une telle solution existe, comme le transport ou le chauffage. Pour la première catégorie, le recours à l'hydrogène décarboné est inéluctable à terme : l'existence d'un modèle économique à horizon 2030 dépendra à la fois du degré de contrainte de la réglementation contre les émissions de gaz à effet de serre mise en œuvre par les pouvoirs publics et de la comparaison du coût de l'hydrogène décarboné et gris, comparaison pour laquelle les prix de l'électricité et du CO₂ sont décisifs. En revanche, pour les usages où d'autres solutions de décarbonation existent, le recours à l'hydrogène sera conditionné à sa compétitivité. L'hydrogène ne sera pas acheté par les acteurs économiques de certains secteurs, s'il existe une autre technique bas-carbone, moins chère et disponible. Subventionner l'hydrogène serait une utilisation discutable des finances publiques.

Pour les usages où l'hydrogène s'avèrerait pertinent, son adoption impliquera vraisemblablement un surcoût à l'horizon 2030, compte tenu des perspectives de coût de production encore élevé exposées dans la première partie du rapport. Se pose dès lors la question de la répartition du financement de ce surcoût entre les industriels, le contribuable et les consommateurs finals – avec, s'agissant de ces derniers, la définition des mesures sociales d'accompagnement³⁰. Cette équation dépendra fortement de la mise en place d'un mécanisme d'ajustement carbone à l'échelle européenne, sans lequel le risque de délocalisation est réel dans certaines industries très concurrentielles en cas de surcoût imposé. Même si la Commission européenne présente une proposition en ce sens, la mise en œuvre d'un tel dispositif sera difficile sur le plan géopolitique.

L'hydrogène nécessitant un régime de subvention de longue durée, le présent rapport préconise une priorisation de ses usages en fonction de leur degré de maturité, afin de concentrer les ressources publiques sur des secteurs qui ont un vrai potentiel à l'échelle industrielle à horizon 2030 et ainsi favoriser la massification de ces derniers.

³⁰ Par exemple, le remplacement d'un train diesel par un train hydrogène peut entraîner, selon la SNCF, un renchérissement du prix du billet entre 10 et 30 %, si le surcoût est entièrement supporté par le voyageur.

2.1. L'industrie constitue l'usage le plus mûr sur le plan économique à horizon 2030

Il convient de distinguer deux types d'usages industriels pour l'hydrogène. D'une part, des industries utilisent déjà l'hydrogène comme intrant³¹ : le raffinage de 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 la métallurgie et l'industrie du chlore (5 %). En France, près de 900 000 tonnes d'hydrogène sont utilisées annuellement dans ces secteurs - dont près de la moitié est coproduite³² -, qui émettent 11 Mt de CO₂, soit 3 % des émissions totales françaises et 15 % de celles de l'industrie. D'autre part, certaines industries très émettrices, telle la métallurgie, pourraient utiliser l'hydrogène décarboné comme agent de réaction chimique pour, par exemple, réduire le minerai de fer.

2.1.1. La substitution d'hydrogène gris par de l'hydrogène décarboné dans les industries consommatrices de ce gaz forme le débouché prioritaire

L'usage le plus naturel pour l'hydrogène décarboné réside dans la substitution à l'hydrogène gris déjà consommé dans l'industrie du raffinage, de la production d'engrais et de méthanol ou encore dans la métallurgie et la verrerie, dès qu'aucune autre solution n'émerge. Dans ces marchés captifs, l'utilisation d'hydrogène décarboné sera donc nécessaire pour tenir les objectifs de neutralité. L'enjeu réside davantage dans la mise en place des mécanismes de soutien appropriés qui permettent à la fois de faire progressivement diminuer le prix de production d'hydrogène décarboné et de limiter le coût de cette substitution pour les industriels. Pour ces derniers, l'hydrogène représente une matière première importante dans leur processus de production. Dès lors, imposer un basculement vers l'hydrogène décarboné sans accompagnement créerait un risque de délocalisation et des « fuites de carbone » associées.

Pour une petite partie de ces usages (10 %), principalement dans les secteurs de la métallurgie et de la verrerie, l'hydrogène électrolytique peut déjà s'avérer plus compétitif que l'hydrogène gris lorsque sa consommation actuelle est diffuse, en raison des coûts de logistique aval (l'hydrogène est liquéfié, puis transporté par camion) qui renchérissent le prix du kilo au-dessus de 8 €/kg. Le positionnement d'un électrolyseur à proximité de ces sites permettrait de fournir dès à présent un hydrogène décarboné compétitif.

Pour les plus gros consommateurs (raffineries, sites de production d'engrais et de méthanol), qui produisent sur site par vaporeformage autour de 1,5 €/kg, l'hydrogène décarboné reste néanmoins aujourd'hui beaucoup trop cher (4,5 €/kg)³³ et sa compétitivité à horizon 2030 n'est pas assurée.

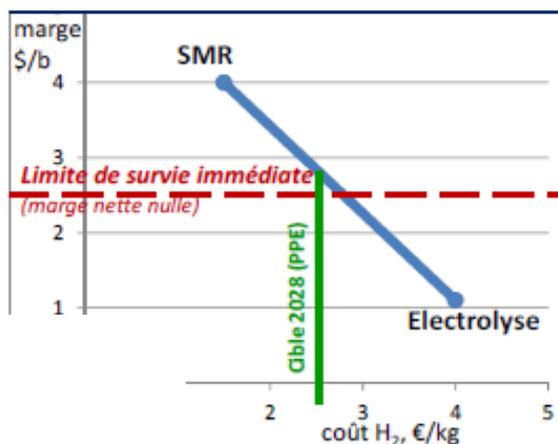
³¹ Il peut s'agir d'utilisation d'hydrogène pur, comme dans le raffinage et la production d'ammoniac, ou en mélange, comme pour la production de méthanol.

³² C'est-à-dire sans que l'hydrogène soit le produit recherché par leur procédé de production. L'hydrogène coproduit peut néanmoins être utilisé en tant que matière au sein même du procédé (raffinerie par exemple).

³³ Aujourd'hui, le projet de bioraffinerie de Total, à La Mède, qui repose sur la mise en place d'un électrolyseur d'une puissance de 40 MW (5 tonnes d'hydrogène par jour) relié à des panneaux solaires de 100 MW sur plusieurs sites de la région va produire un hydrogène vert quatre fois plus cher que l'hydrogène gris.

Impact du coût H2 sur la marge brute

Schéma : hydrocraqueur, brut moyen à léger (Europe 2017)



Ainsi, le prix maximum auquel une raffinerie peut, par exemple, acheter de l'hydrogène sans remettre en cause sa viabilité se situe à 2,5 €/kg, niveau qui ne permet toutefois pas à l'exploitant de dégager une marge. Ce prix correspond à l'hypothèse la plus optimiste du coût de production d'hydrogène décarboné à horizon 2030 (cf. ci-contre³⁴). En outre, les risques de délocalisation sont élevés dans ce secteur, en l'absence d'un **mécanisme d'ajustement carbone aux frontières**³⁵. Il est donc plausible qu'utiliser le seul levier de la réglementation pour imposer à ces industriels le passage vers un hydrogène décarboné se traduise par des délocalisations et aux fuites de carbones associées.

Dans ce contexte, inciter ces industries à consommer dès aujourd'hui de l'hydrogène décarboné nécessite d'instaurer un **régime de subventions** qui permette de répartir de manière optimale le surcoût entre l'industriel et la puissance publique. À titre d'exemple, une raffinerie utilisant 10 tonnes d'hydrogène par jour qui substituerait à partir de 2024 un hydrogène gris par un hydrogène électrolytique à 4 €/kg ferait face, sur la période de 2024 à 2038, à des surcoûts en en CAPEX et en OPEX **d'environ 80 M€ sur la période**, sur la base du prix d'une tonne de CO₂ passant de 50 € en 2024 à 100 € en 2030³⁶.

Au-delà de 2030, l'utilisation d'hydrogène décarboné dans ces industries sans soutien public dépendra à la fois de la possibilité de produire en dessous de 2,5 €/kg (hypothèse dépendante des prix de l'électricité, cf. supra) et de la mise en place par l'Union européenne d'un mécanisme d'ajustement aux frontières.

La décision de soutenir avec des fonds publics l'hydrogène carboné doit néanmoins prendre en compte l'évolution de la consommation dans ces secteurs, qui est encore incertaine. Une étude de 2019³⁷ de l'Ademe estime que la demande pour la production d'ammoniac et de méthanol augmentera d'ici 2030, en raison de la croissance démographique, et que celle du secteur du raffinage pourrait être stable en raison du caractère de plus en plus stricte des réglementations sur les polluants. Toutefois, des travaux prospectifs en cours de réalisation par l'Ademe relatifs à la neutralité carbone estiment au contraire que le raffinage de carburants en 2030 ne nécessitera plus d'hydrogène en dehors de celui coproduit. Le rapport³⁸ de l'Agence Internationale de l'énergie sur l'hydrogène en Europe de l'Ouest de mai 2021 indique que la consommation d'hydrogène dans les raffineries baissera de 25 % en 2030. Les soutiens publics à la décarbonation de l'hydrogène dans ce dernier secteur dépendront donc d'une analyse d'opportunité spécifique.

³⁴ Source : IFPEN.

³⁵ La Commission européenne prévoit de déposer en juin 2021 une proposition d'instauration d'un tel mécanisme.

³⁶ Sur la base du prix d'une tonne de CO₂ évoluant sur le marché ETS de 50 € la tonne de CO₂ en 2024 à 100 € la tonne de CO₂ en 2030.

³⁷ Source : ADEME, Hydrogène : analyse des potentiels industriels et économiques en France, décembre 2019.

³⁸ Source : IEA, *Hydrogen in North-West Europe: A vision towards 2030*.

2.1.2. La sidérurgie constitue un débouché très significatif, mais incertain pour l'hydrogène

La production mondiale d'acier émet chaque année 2,3 milliards de tonnes de CO₂, soit environ 7 % des émissions de la planète. Elles sont causées principalement par la réduction dans les hauts fourneaux de l'oxygène contenu dans le minerai de fer avec du charbon. Les émissions de la filière sidérurgique en France se sont élevées à 19 millions de tonnes de CO₂³⁹ en 2017, soit 4 % des émissions françaises.

La sidérurgie constitue l'un des secteurs les plus difficiles à décarboner. À l'heure actuelle, les seules solutions à l'étude sont le recyclage de ferraille au four à arc électrique, la technologie CCS et enfin le recours à l'hydrogène. Ce dernier peut être utilisé dans la production d'acier pour diminuer significativement les émissions de deux manières. D'une part, il peut être injecté dans les hauts fourneaux comme substitut au charbon pour la réduction du minerai de fer, ce qui diminue les émissions d'environ 20 % et représente donc une solution de court terme, prolongeant la durée de vie des hauts fourneaux. D'autre part, l'hydrogène peut être utilisé pour produire du minerai de fer pré-réduit à travers la technologie dite « DRI » (*Direct Reduced Iron*). Cette technologie existe déjà et utilise du gaz naturel. L'hydrogène se substituerait à ce dernier comme agent réducteur. Ce procédé, qui doit encore établir sa maturité à l'échelle industrielle⁴⁰, permet de produire du fer en une étape unique au lieu de deux dans le processus haut fourneau-convertisseur. Le métal pré-réduit est ensuite comprimé pour être utilisé dans des hauts fourneaux (DRI-BF⁴¹) ou des fours à arc électriques (DRI-EAF⁴²), une technique concurrente qui représente déjà 20 % de la production mondiale, principalement aux États-Unis⁴³. La combinaison du DRI et des fours à arc électrique, présentée comme une « *sidérurgie verte* », permettrait de réduire les émissions de 90 %, voire plus si le four est alimenté par de l'énergie bas carbone.

Bloomberg estime, dans une étude de mars 2021⁴⁴, qu'un prix d'hydrogène à 3 €/kg, atteignable en France à horizon 2030, conduirait à un prix de la tonne d'acier de 700 \$ pour la technologie DRI-EAF. Le prix du CO₂ devra s'élever entre 30 et 100 € en fonction du prix du charbon à cet horizon pour que l'hydrogène devienne compétitif⁴⁵.

³⁹ Produire une tonne d'acier émet 2 tonnes de CO₂.

⁴⁰ ArcelorMittal indique que cette technologie émergente n'a été testée que dans de petites usines pilotes en Europe. Source : <https://france.arcelormittal.com/news/2020/oct/arcelormittal-europe-produira-de-iacier-vert-a-partir-de-2020.aspx>.

⁴¹ DRI-BF : Direct Reduction Iron – Blast Furnace.

⁴² DRI-EAF: Direct Reduction Iron – Electric Arc Furnace.

⁴³ Source : <https://www.senat.fr/rap/r18-649-1/r18-649-117.html>.

⁴⁴ Source: Bloomberg, Hydrogen Economy Outlook, key message, 30 mars 2021.

⁴⁵ 1 tonne d'acier produit avec du charbon dégage 2 tonnes de CO₂ alors qu'une tonne d'acier produit avec de l'hydrogène n'en émet que 25 kg de CO₂.

EDF a estimé le coût d'abattement de ces différentes technologies, pour un hydrogène produit à 3,8 €/kg.

Estimations du coût de production de la tonne d'acier en fonction de différentes technologies

Technologie	Réduction des émissions de CO ₂	Prix de la tonne d'acier	Coût de la tonne de CO ₂ évitée	Avantages	Inconvénients
Haut fourneau traditionnel		400 €			
Injection de 20 % d'hydrogène dans le haut fourneau	- 20 %	460 €	170 €	Ne nécessite pas de nouvelles infrastructures	Ne réduit les émissions que de 20 %
Recyclage de ferraille au four à arc électrique	- 98 % (si four alimenté par une électricité verte)	450 €	30 €	Forte baisse des émissions	Produit un acier de moindre qualité qui n'est pas adapté à tous les usages + nécessite un investissement
Technologie DRI-EAF avec utilisation d'hydrogène pour le DRI	- 95 %	650 €	140 €	Forte baisse des émissions	Nécessite un fort investissement dans les outils de production (DRI + four)

Source : éléments communiqués par EDF

Au regard de ces chiffres, la technologie de recyclage de ferraille au four à arc électrique apparaît la moins onéreuse, mais elle produit un acier de moindre qualité qui ne sera pas adapté à tous les débouchés, et nécessite un investissement dans les fours.

L'utilisation directe d'hydrogène dans les hauts fourneaux existants, pour chauffer ces derniers en substitution aux énergies fossiles, présente l'avantage de ne pas nécessiter la construction d'une nouvelle infrastructure de production d'acier. Néanmoins, elle ne peut être que transitoire car elle ne permet de réduire les émissions de CO₂ que de 20 %. ArcelorMittal l'envisage pour certains de ses hauts fourneaux en France dans les prochaines années.

La technologie DRI associée à un four à arc électrique (« *DRI-EAF* ») permettrait quant à elle de largement décarboner la sidérurgie. Toutefois, elle présente un surcoût de 140 €/tonne de CO₂ évité et nécessite surtout de lourds investissements pour modifier entièrement l'appareil productif (nouveau four à réduction directe, nouveau four à arc électrique). ArcelorMittal estime ainsi autour d'un milliard d'euros l'investissement nécessaire pour remplacer les hauts fourneaux d'un site comme celui de Dunkerque par la technologie DRI-EAF. ThyssenKrupp indique⁴⁶ que le coût total pour transformer sa

⁴⁶ Source : <https://www.carboncommentary.com/blog/2020/1/14/the-extra-costs-of-decarbonised-steel> .

production actuelle de 13 millions de tonnes d'acier vers la technique du DRI-EAF s'élèverait à 10 Md€, soit un investissement de 770 M€ par million de tonnes d'acier.

Les surcoûts significatifs de l'usage d'hydrogène pour la sidérurgie font qu'il n'existe aujourd'hui pas de modèle économique. La décision de ces industriels de basculer vers cette technologie dans les prochaines années dépendra de plusieurs facteurs. Si le prix de la tonne de CO₂ sur l'ETS apparaît décisif, les cycles de vie des différents hauts fourneaux en Europe seront déterminants au vu des très grands coûts d'investissements nécessaires⁴⁷. La mise en place d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières est également indispensable pour éviter que le surcoût de la tonne d'acier décarbonée n'entraîne une délocalisation de la production ou une substitution vers l'acier importé, induisant en réalité des « *fuites de carbone* ». La disposition des consommateurs à payer un *premium* pour l'acier vert étant pour l'instant réduite⁴⁸, la réglementation sera aussi déterminante, notamment pour répartir le surcoût entre le contribuable, le consommateur et l'industriel. Enfin, le basculement vers la technologie DRI dépendra de la place du recyclage d'acier dans l'offre et la demande⁴⁹.

Il convient de noter qu'un tel basculement modifierait significativement l'économie de l'hydrogène. ArcelorMittal indique ainsi que l'injection d'hydrogène directement dans un seul haut fourneau nécessiterait 20 000 tonnes par an. La technologie DRI nécessiterait environ 80 000 tonnes d'hydrogène par an pour produire 1,5 millions de tonnes d'acier. La production française actuelle d'acier s'élevant à 10 millions de tonnes d'acier en 2019, le marché total s'élèverait donc à environ 500 000 tonnes, soit le niveau de la consommation totale d'hydrogène non coproduit aujourd'hui en France. Cela impliquerait également la mise en place d'électrolyseurs d'une capacité de 500 MW pour chaque site et donc la création de capacités électriques supplémentaires significatives.

Plusieurs sidérurgistes européens ont annoncé récemment des projets visant à tester la technologie DRI, comme l'illustre le tableau ci-dessous. ArcelorMittal prévoit par exemple de développer une technologie hybride DRI-hauts fourneaux dans son site de Dunkerque, en développant une aciérie électrique capable de produire 2 millions de tonnes d'acier par an. Un partenariat avec Air liquide a été conclu en mars 2021. Le projet semble toutefois conditionné à l'obtention par le groupe d'un IPCEI (*Important Projects of Common European Interest*).

⁴⁷ La durée de vie d'un haut fourneau peut être prolongée de 15 à 20 ans par la réalisation d'importants travaux de rénovation. Compte tenu du coût de ces derniers (plusieurs centaines de millions d'euros), les industriels devront choisir entre prolonger les hauts fourneaux ou passer à la technologie du DRI-EAF. Les hauts fourneaux d'ArcelorMittal à Fos-sur-Mer ont par exemple encore 10 ans de durée de vie devant eux.

⁴⁸ Ce marché est estimé à quelques milliers de tonnes pour un volume de production de plusieurs dizaines de millions de tonnes d'acier par an en Europe.

⁴⁹ Selon EDF, les industriels estiment qu'à moyen terme l'acier recyclé pourra répondre à 45 % des usages actuels, en raison des impuretés de l'acier produit. Certaines études plus optimistes évaluent ces usages jusqu'à 80 %. La capacité de l'acier secondaire à répondre à la demande dépendra en premier lieu du taux de collecte des aciers, mais aussi et surtout du taux de pollution des aciers notamment par le cuivre et de la séparation de ces aciers lors de la collecte, de la capacité à séparer ces impuretés par la suite par une phase de traitement supplémentaire et des exigences de qualité à l'aval. Ces dernières sont faibles dans la construction, mais très élevées dans le secteur des véhicules.

Projets de déploiements de solutions « DRI » par les aciéristes européens d'ici 2030

Project, Site	Country	Company	Status Quo	Fuel	Timeline
HYBRIT, Lulea		SSAB	Started pilot operation with clean hydrogen in 2020 (TRL 4-5)	Green H ₂	2020: pilot plant 2026: commercial
DRI, Galati		Liberty Steel	MoU signed with Romanian government to build large-scale DRI plant within 3-5 years Capacity: 2.5 Mt/DRI/year	Natural gas, then clean H ₂	2023-2025: commercial
tkH2Steel, Duisburg		Thyssenkrupp	Plan to produce 0.4 Mt green steel with green hydrogen by 2025, 3 Mt of green steel by 2030	Clean H ₂	2025: commercial
H-DRI-Project, Hamburg		Arcelor Mittal	Planned construction of an H2-DRI demo plant to produce 0.1 Mt DRI/year (TRL 6-7)	Grey H ₂ initially, then green H ₂	2023: demo plant
SALCOS, Salzgitter		Salzgitter	Construction of DRI pilot plant in Salzgitter	Likely Clean H ₂	n.a.: pilot plant
DRI, Donawitz		Voestalpine	Construction of pilot with capacity of 0.25 Mt DRI/a	Green H ₂	2021: pilot plant
DRI, Taranto		Arcelor Mittal	Plans to build DRI plant, ongoing negotiations with Italian government	n.a.	n.a.
IGAR DRI/BF, Dunkerque		Arcelor Mittal	Plans to start hybrid DRI/BF plant and scale up as H ₂ becomes available	Natural gas then Clean H ₂	2020s

Source : Agora Energiewende

En revanche, le potentiel de l'hydrogène dans l'industrie des cimenteries est faible : contrairement à la sidérurgie, ce dernier ne peut pas intervenir dans la réduction des émissions liées au processus de fabrication du ciment lui-même⁵⁰, lequel est responsable des deux tiers des émissions d'une cimenterie. Certains cimentiers envisagent de recourir à l'hydrogène pour décarboner à la marge leur industrie, qu'il s'agisse de la mobilité des engins de chantier ou de valoriser le carbone capté par CCU dans l'optique de fabriquer des produits chimiques (spiruline par exemple).

Il convient néanmoins de rappeler que la chaleur fatale produite par le four d'une cimenterie peut être utilisée pour l'électrolyse à haute température, comme le prévoit la société Genvia, co-entreprise entre le cimentier Vicat, le CEA, Schlumberger, Vinci Construction et l'Agence régionale Énergie-Climat Occitanie.

⁵⁰ Qui consiste à chauffer du calcaire avec de la chaux.

2.2. Un espace économique potentiel pour les poids lourds, le ferroviaire, voire le transport maritime

2.2.1. Une absence très probable de modèle économique pour les véhicules légers à horizon 2030

Le véhicule à hydrogène est une réalité sur le plan technique. En tant que vecteur d'énergie, l'hydrogène peut être stocké dans le réservoir d'une voiture, puis libéré sous forme d'électricité vers un moteur électrique grâce à l'utilisation d'une pile à combustible. Contrairement à l'industrie, l'espace économique pour l'hydrogène dans les transports se mesure comparativement aux batteries ou aux biocarburants.

L'hydrogène présente des avantages par rapport aux batteries : le temps de chargement est inférieur à cinq minutes, contre une heure au minimum pour les batteries en l'absence de borne de recharge rapide. L'autonomie est similaire à celle d'un véhicule à essence. La batterie est enfin plus lourde.

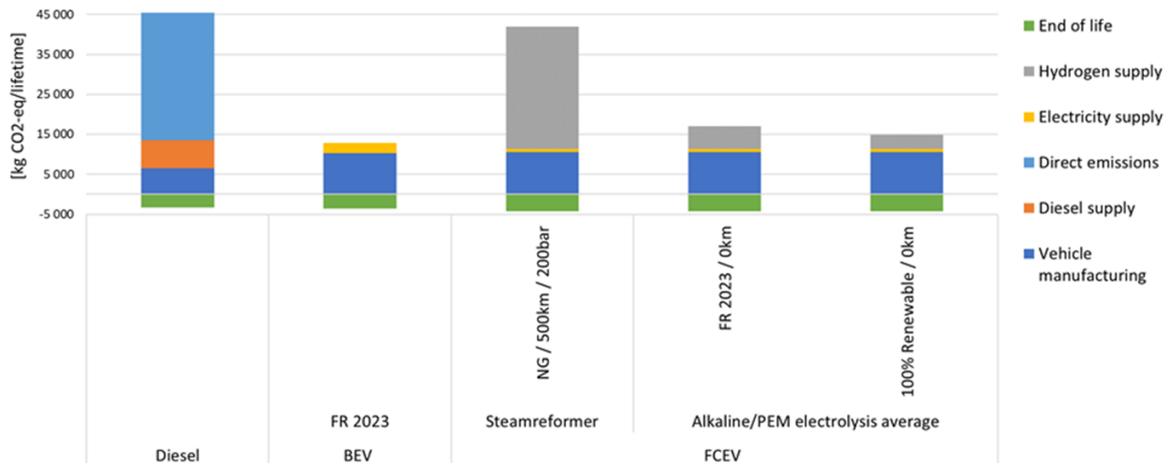
Analyse comparée des véhicules électriques à batterie par rapport aux véhicules avec pile à combustible

	Véhicule électrique à batterie	Véhicule électrique à pile à combustible
Autonomie actuelle	250 km – 600 km	500 km
Ravitaillement	Entre 1h et 10h	4 à 5 minutes
Poids de la batterie/PAC	300 kg	150 kg
Rendement du puits à la roue	~70 %	~30 %
Utilisation de métaux rares	Lithium, Nickel et Cobalt	Platine
Prix à l'achat, hors aides étatiques	À partir de 25 000 euros	À partir de 65 000 euros

Source : analyse EY d'après SIA Partners – La filière hydrogène-énergie en France 2019

En termes environnementaux, le véhicule hydrogène permet de réduire sensiblement les émissions de CO₂ et de particules fines, mais moins que la batterie. L'analyse du cycle de vie réalisé par l'Ademe montre que même si la fabrication d'un véhicule à hydrogène est plus polluante qu'un véhicule classique – notamment en raison de la provenance de Chine pour certains équipements – son empreinte globale sur l'ensemble de la durée de vie du véhicule contient 70 % d'émissions de CO₂ de moins qu'un véhicule à essence. Elle est néanmoins 10 à 20 % plus polluante qu'un véhicule à batterie, comme l'illustre le graphique ci-après.

Véhicule utilitaire – émissions de CO₂



Source : ADEME

À ce désavantage du véhicule hydrogène en termes de bilan carbone s'ajoute un désavantage économique.

Le véhicule particulier à hydrogène restera en 2030 moins compétitif que le véhicule électrique, tant en raison d'un coût plus élevé du carburant que de celui du véhicule lui-même.

Concernant le carburant, un kilo d'hydrogène permet à un véhicule léger de rouler 100 km. Le coût d'un kilo distribué dépend du modèle de production et de distribution. Dans le cadre d'un modèle décentralisé où l'électrolyseur se situe à proximité de la station de recharge, le coût d'un kilo se situera à horizon 2030 autour de 7 € pour la Plateforme automobile française (PFA)⁵¹. Ce coût n'apparaît que légèrement supérieur à celui des moteurs essence hors taxe (environ 4 à 7 litres⁵² d'hydrocarbures pour 100 km, soit 4 € HT). Toutefois, il sera deux à trois fois plus élevé que celui de la voiture électrique (2,5 à 3,5 €/100 km).

Surtout, le coût du véhicule hydrogène est aujourd'hui quatre fois plus élevé que celui des véhicules thermiques et deux fois plus que celui des véhicules électriques, impactant fortement le coût complet d'usage.

Les perspectives de réduction des coûts de motorisation demeurent incertaines. La PFA estime que le véhicule à hydrogène pourrait émerger à partir de 2030 pour certains usages en cas de forte baisse des coûts de production. Les efforts doivent d'abord porter sur les réservoirs à 700 bars en fibre de carbone, qui sont aujourd'hui dix fois plus chers à produire que les réservoirs traditionnels (de l'ordre de 2 000 €). La technologie n'étant pas extrêmement élaborée, des perspectives fortes de réduction des coûts sont possibles. **Le prix des piles à combustible doit être divisé par 12 par rapport au prix actuel**, une condition difficile à remplir (source PFA). L'architecture et l'intégration de la voiture

⁵¹ Hypothèses : mise en place d'électrolyseurs d'une taille moyenne de 2,2 MW sur site afin de supprimer les coûts de transport, prix d'électricité à 60 €/MWh, TVA de 20 %, absence de TICPE, exclusion de la marge opérateur.

⁵² Bien que les véhicules les plus modernes pourraient aller jusqu'à 2 litres.

hydrogène doivent enfin évoluer pour diminuer la place que prennent actuellement les bonbonnes, à travers par exemple le développement des réservoirs polymorphes, moins intrusifs, et les compresseurs d'air doivent améliorer leur performance. La réalisation de ces hypothèses, optimistes, permettrait au véhicule hydrogène d'atteindre un coût total de possession presque comparable à celui de certains véhicules électriques pour des usages supérieurs à 30 000 km par an (cf. graphique ci-dessous).

Etude PFA / BIPE, modèle TCO 2035 – scénario France, « Green constraint »



TCO comparables
Le choix entre technos sera tiré par l'usage



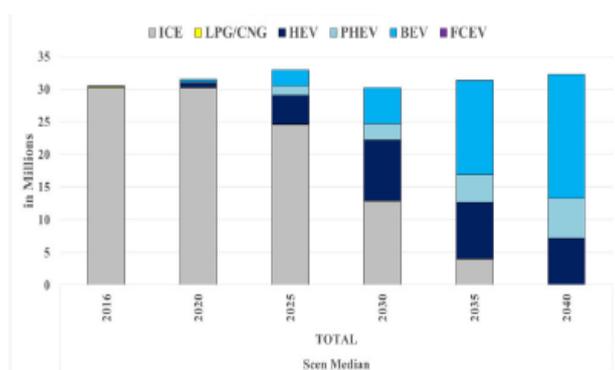
Source : PFA

D'autres sources se montrent moins optimistes pour le véhicule hydrogène. L'Hydrogen Council n'entrevoit pas de compétitivité par rapport aux batteries à l'horizon 2030, sauf à imaginer un prix de l'hydrogène distribué sous les 4 €/kg. L'IFPEN a, quant à lui, établi trois scénarios de pénétration de l'hydrogène, dont seul le plus favorable⁵³ verrait l'essor du véhicule à pile à combustible (PAC) à horizon 2040, comme l'indique le graphique ci-dessous.

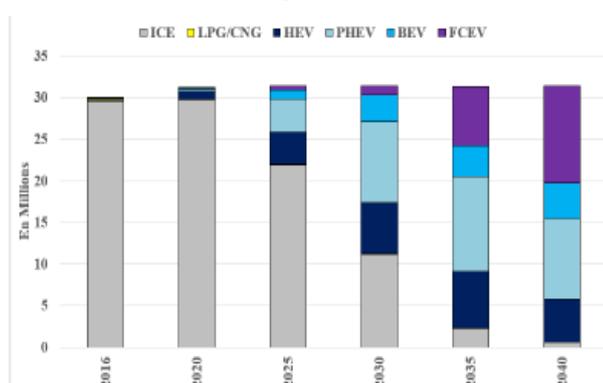
Bloomberg estime enfin que le coût total de possession d'un véhicule hydrogène sera entre 40 et 60 % plus élevé que pour un véhicule à batterie en 2030, comme l'indique le graphique ci-après.

⁵³ Le scénario pro-hydrogène repose sur l'hypothèse d'une réduction du prix des PAC de 60 % par rapport au scénario médian, d'un prix de l'hydrogène de 40 % moins élevé, distribué à 3 € le kilo en 2040, des prix de véhicule divisé par 3 (27 000 €) et une aide de l'État sur l'achat de véhicules constante sur la période à 10 000 €. À ces conditions seulement, l'hydrogène supplanterait le véhicule à batterie.

Scénario médian IFPEN



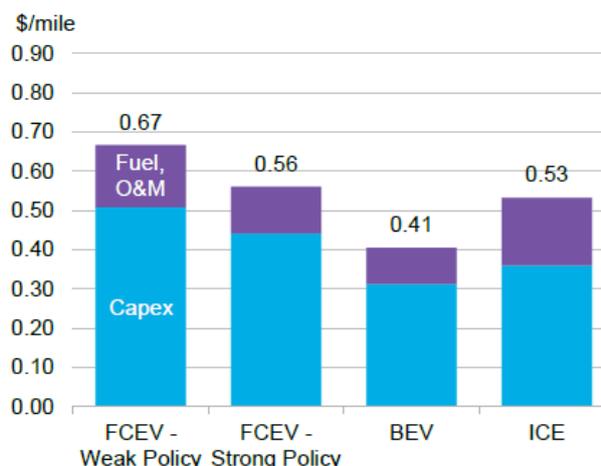
Scénario pro-H₂ IFPEN



Source : IFPEN

Coût total de possession, SUV

Brut moyen à léger, Europe 2017



Source : Bloomberg NEF

FCEV : fuel cell electric vehicle ; BEV : battery electric vehicle ; ICE : internal combustion engine

Au total, compte tenu des perspectives de réduction des coûts qui existent également pour le véhicule électrique léger, mais aussi du coût de déploiement d'une nouvelle infrastructure dédiée⁵⁴, il est peu probable que le véhicule à hydrogène trouve un marché à horizon 2030, sauf pour certains débouchés très spécifiques (flottes à usage intensif). Cela n'exclut néanmoins pas son essor au-delà de cet horizon, compte tenu de l'incertitude du véhicule électrique à répondre à l'ensemble des besoins de mobilité décarbonée. Des études⁵⁵ montrent ainsi qu'à terme, en cas de massification, le coût de production du véhicule hydrogène rejoindra celui du véhicule à batterie.

2.2.2. Un potentiel économique pour le transport lourd et les flottes de véhicules à horizon 2030

L'hydrogène apparaît comme une solution plus réaliste à l'horizon 2030 dans le secteur du **transport lourd**. Les batteries électriques souffrent de handicaps que ne connaît pas la pile à combustible. Leur poids plus important diminue la capacité de charge disponible des véhicules lourds, rendant plus difficile leur usage pour les camions, les bus ou les engins de chantier. Leur plus faible autonomie et leur temps de charge plus élevé se prêtent également mal à des modes de transports volumineux ou de forte intensité : par exemple des poids lourds qui doivent parcourir le plus rapidement possible des longues distances ou des flottes

⁵⁴ Lequel s'ajouterait au développement des infrastructures pour les voitures à batteries électriques.

⁵⁵ Par exemple, celles du Department of Energy des États-Unis de juillet 2020.

de véhicules (engins de chantier, services de livraison) qui doivent recharger rapidement et disposer d'une forte autonomie pour maintenir l'intensité de leur service.

Plusieurs conditions détermineront l'apparition d'un modèle économique à l'horizon 2030.

La première réside dans une réduction forte des coûts de possession sur l'ensemble du cycle de vie d'un camion ou d'un bus hydrogène. Un camion hydrogène coûte aujourd'hui 450 000 € contre 90 000 € pour un camion diesel et 120 000 € pour le gaz naturel, un surcoût qui s'explique notamment par le prix de la pile à combustible. Les économies d'échelle entraînées par une hausse de la production seront donc indispensables. Les récentes annonces dans le secteur⁵⁶ indiquent une hausse des volumes de production. Le coût des infrastructures demeure également très élevé, autour de 1 M€ pour une station à 350 bars et une capacité d'avitaillement de 200 kg par jour. Afin d'économiser les ressources publiques, les stations devront donc être déployées à proximité des principaux corridors routiers et des principales flottes captives. Elles devront également être adaptées aux différents usages (inclure des recharges à 350 et 700 bars), contrairement aux stations des taxis Hype, par exemple, qui ne sont compatibles qu'avec leurs propres véhicules. Des progrès technologiques demeurent également nécessaires car la pile à combustible n'a qu'un potentiel de roulage de 7 000 heures, loin des besoins pour le transport routier, où la durée de vie minimale doit dépasser 30 000 heures.

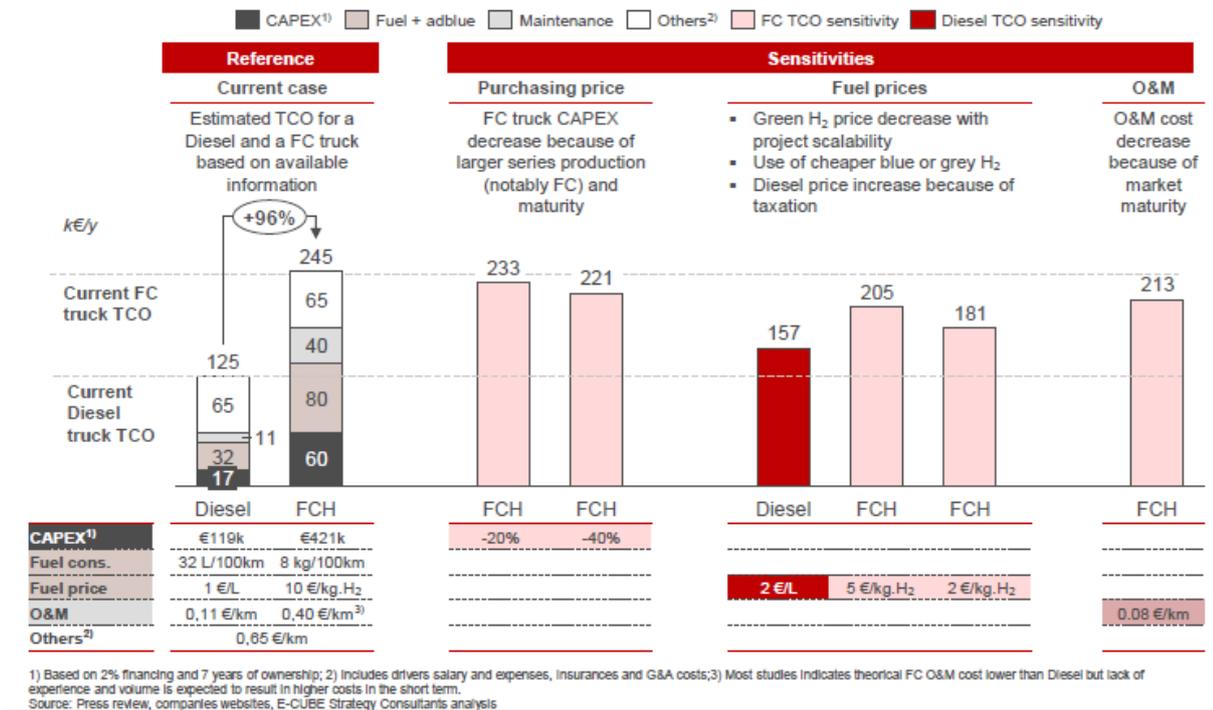
L'essor de l'hydrogène sera donc d'abord conditionné à une progression rapide de l'amélioration de la technologie et de la baisse des coûts, ainsi qu'au durcissement de la fiscalité ou de la réglementation sur le diesel. Une étude du cabinet E-Cube (cf. graphique infra) a évalué le coût total de possession d'un camion à pile à combustible, qui s'élève aujourd'hui à 245 000 € par an, soit un surcoût par rapport à un diesel de près de 100 %. Dans le scénario le plus favorable à horizon 2030, le coût total de possession d'un camion à pile à combustible s'élèverait à 150 000 € par an, un niveau compétitif si le prix d'un litre de diesel évolue de 1 €⁵⁷ à près de 2 €, ce qui valorise le CO₂ autour de 410 € la tonne⁵⁸. Les hypothèses de ce scénario paraissent néanmoins optimistes. Elles reposent sur une réduction du coût de la pile à combustible de 40 %, une très forte baisse des coûts de maintenance grâce à une massification de l'utilisation et une baisse du prix de l'hydrogène distribué à 5 €/kg, ce qui suppose un coût de production inférieur à 3 €/kg, et de distribution en-deçà de 2 €/kg, dans la configuration d'un électrolyseur sur site pour limiter les coûts de transport. Ces calculs n'incluent néanmoins pas l'externalité positive entraînée par la réduction de la pollution de l'air, qui devrait être chiffrée dans le cadre d'autres travaux.

⁵⁶ La filiale Hino de Toyota a annoncé un prototype pour le marché américain pour le 1^{er} semestre 2021. Iveco et la Start up Nikola Motors prévoient de commercialiser ses camions en Europe d'ici 2024. Daimler sortira sa première offre commerciale d'ici 2025. Hyundai, enfin, a déjà livré 10 prototypes en Suisse possédant 400 km d'autonomie et développe une version à 1 000 km d'autonomie.

⁵⁷ Incluant déjà une taxe sur le carbone à 44 €/t de CO₂.

⁵⁸ Un litre de gasoil émet 2,67 kg de CO₂.

Estimation du coût total de possession annuel d'un véhicule hydrogène avec pile à combustible



Source : Cabinet E-Cube

L'Hydrogen Council chiffre le coût de la tonne de CO₂ évitée à 50 € à l'horizon 2030 pour le camion à hydrogène. Il se fonde néanmoins sur des hypothèses optimistes : une réduction des CAPEX de 70 % (contre 40 % pour le cabinet E-Cube) et un prix de l'hydrogène distribué à 4 \$/kg.

Sauf réalisation du scénario optimiste, l'utilisation de l'hydrogène dans les transports lourds à horizon 2030 conservera donc un surcoût important par rapport au diesel, qui sera délicat à répartir. Le secteur du transport routier ne dégage par exemple que de faibles marges, de sorte que la capacité des acteurs à payer un *premium* restera limitée. Cela impose de comparer la solution hydrogène avec les autres options technologiques vertes.

La deuxième condition du développement dans la mobilité lourde réside dans sa compétitivité par rapport à la mobilité électrique et au gaz naturel vert. Malgré les limites soulignées précédemment concernant les batteries, des progrès importants semblent accessibles dans les prochaines années sur les technologies en termes d'autonomie et de temps de chargement, qui peuvent être complétés par une électrification des autoroutes. Surtout, le bioGNV est aujourd'hui à un niveau de maturité économique plus avancé que l'hydrogène. D'une part, si le coût de ce gaz vert (90 €/MWh) est actuellement quatre fois supérieur au gaz naturel, il nécessite un faible surcoût de motorisation, identique à celui du gaz naturel et beaucoup moins élevé celui d'un camion à hydrogène. D'autre part, les réseaux de transport et de distribution sont déjà en partie en place en raison du développement du gaz naturel. La capacité de la filière du biométhane à répondre à la totalité de la demande du transport lourd reste néanmoins limitée, en raison des incertitudes sur la quantité de ressources, agricoles ou de culture intermédiaire, disponibles pour réaliser

la méthanisation⁵⁹ et de la forte demande de biométhane pour décarboner d'autres usages. En outre, le bioGNV est moins efficace que l'hydrogène pour diminuer la pollution de l'air, car il ne supprime pas entièrement les émissions d'oxyde d'azote, de sorte que certaines collectivités pourraient privilégier l'hydrogène ou l'électrique. Il est donc probable que le bioGNV, les batteries et l'hydrogène soient des solutions complémentaires plutôt que concurrentes à moyen terme pour décarboner le transport lourd, mais une étude comparative approfondie serait nécessaire pour évaluer le marché de ces différentes solutions.

La piste du moteur à combustion à hydrogène, potentiellement beaucoup moins onéreuse, car nécessitant peu d'adaptation par rapport aux véhicules à combustion fossile, pourrait également être explorée (cf. encadré ci-dessous).

Le moteur à combustion hydrogène : une rupture technologique pour la mobilité lourde ?

L'utilisation de l'hydrogène dans un moteur à combustion interne représente une piste prometteuse pour la mobilité lourde et une alternative moins onéreuse à la pile à combustible. Ce modèle est actuellement à l'étude au sein de l'IFPEN et de certains équipementiers du secteur.

Cette utilisation présente plusieurs avantages : la technologie est maîtrisée, il est possible de réutiliser les composants actuels de l'industrie du véhicule, la durée de vie est supérieure à la PAC et elle ne présente pas les contraintes en termes de pureté de l'hydrogène que requiert la PAC. Le coût d'un véhicule lourd à combustion hydrogène serait, selon plusieurs études, 1 à 1,5 fois plus cher qu'un véhicule lourd diesel, contre plus de quatre fois pour les véhicules fonctionnant avec une PAC. Enfin, la pureté de l'hydrogène utilisé peut-être bien moins drastique que celle nécessaire à l'alimentation des PAC (qui peut être impactée par la pollution de l'hydrogène causée par le lubrifiant du compresseur).

Cependant, cette solution nécessite des adaptations spécifiques pour obtenir un très haut rendement et limiter les émissions d'oxyde d'azote.

Outre les véhicules lourds, le moteur à combustion d'hydrogène pourrait être utilisé dans d'autres segments de la mobilité (ferroviaire, fluvial, maritime).

⁵⁹ Le rapport du Comité de prospective de la CRE sur le gaz vert de 2019 estime que la méthanisation pourra raisonnablement représenter 10 % de la consommation de gaz à horizon 2030. À horizon 2050, l'Ademe évalue le potentiel de production de biométhane en France à 322 TWh, quand l'ICCT l'évalue à seulement 39 TWh. Le cabinet Carbone 4 (*Transport routier, quelles motorisations alternatives pour le climat ?*, novembre 2020) estime quant à lui que, dans une hypothèse optimiste, le biométhane ne pourra répondre qu'à 24 % de la demande de transport lourd à horizon 2050.

2.2.3. Le secteur ferroviaire

L'hydrogène représente également une solution pour décarboner le transport ferroviaire. La moitié du réseau français est actuellement électrifiée : mais si les trains électriques représentent 80 % du trafic, les autres utilisent des moteurs thermiques, lesquels émettent 3 millions de tonnes de CO₂ par an.

Le groupe SNCF exprime sa volonté de verdir ses motrices et étudie dans ce but un panel de solutions, en lien avec les Régions. Ces solutions dépendent des besoins en termes de puissance et d'autonomie des différents segments d'usage. L'électrification des voies (installation de caténaires) représente un investissement important qui ne se révèle pertinent que sur des portions courtes et denses en trafic. La solution hydrogène apparaît, de manière complémentaire, pertinente pour des lignes régionales à plus faible trafic et peu, ou pas, électrifiées et les distances plus importantes.

Le train à hydrogène repart d'un train existant, le Régiolis, un matériel bi-mode qui fonctionne, soit en électrique, soit en thermique à travers ses moteurs diesel. L'objectif est de remplacer ces derniers par une pile à combustible. Des batteries sont ajoutées pour pallier les variations de puissance. Le train embarquera 150 kg d'hydrogène à 350 bars, permettant une autonomie entre 400 et 600 km.

L'expérimentation est menée sur le terrain avec quatre Régions : Grand Est, Bourgogne Franche-Comté, Auvergne-Rhône-Alpes et Occitanie. L'objectif du groupe SNCF est de faire circuler les premiers trains en 2023. Le déploiement et la mise en service pourront intervenir fin 2025.

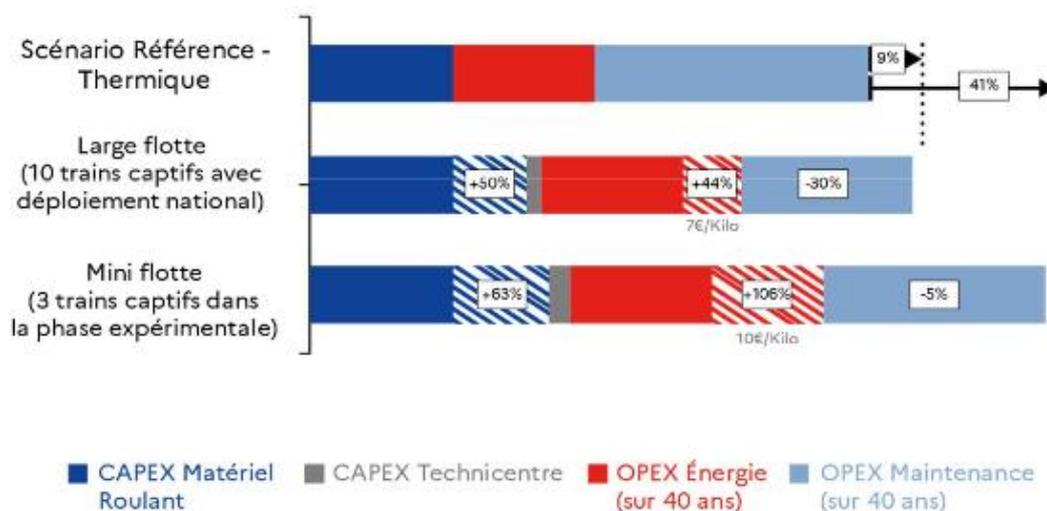
Sur le plan technologique, il sera nécessaire de monter en gamme sur les piles à combustible pour augmenter leur capacité ainsi que leur longévité, aujourd'hui insuffisante compte tenu de la durée de vie des matériels roulants (40 ans).

Sur le plan économique, l'analyse des coûts de développement laisse apparaître plusieurs surcoûts d'investissement et d'exploitation par rapport à la traction thermique :

- le surcoût d'investissement pour le matériel roulant s'élève à 60 % par rapport au bi-mode électrique diesel. Il est susceptible de diminuer légèrement avec l'accroissement du volume, notamment pour l'export ;
- un autre surcoût concerne l'adaptation des stations, qui représente un investissement de 5 à 10 M€ chacune, et la modification des technocentres, soit 0,5 M€ par site. Il existe peu de marges d'optimisation, car la pile à combustible et le stockage restent onéreux ;
- le surcoût lié au carburant s'élève à 100 % pour un hydrogène électrolytique à 10 €/kg, soit deux fois le prix du gasoil. Il est toutefois possible de diminuer le prix à 7 €/kg à l'horizon 2030 grâce aux effets d'échelle répartis sur une centaine de trains ;
- des gains de maintenance sont estimés entre 5 et 30 % par rapport au thermique. Ils dépendront de la massification de la production à long terme.

Au total, le coût de possession du train hydrogène serait 40 % plus élevé qu'un train diesel, un surcoût pouvant être ramené à 10 % en cas de baisse de prix de l'hydrogène à 7 €/kg et d'une massification de l'utilisation qui permettrait une baisse des CAPEX.

Comparaison du TCO de la solution trains « Thermique vs H₂ » - coût en absolu ramené à un train



Source : SNCF

Le train à hydrogène apparaît comme une option raisonnable en 2030, en complément du train à batteries électrochimiques qui reste l'option de base pour la décarbonation du transport ferroviaire sur des courtes distances⁶⁰. Néanmoins, l'expérimentation conduite par la SNCF sera déterminante pour évaluer son modèle économique et opérationnel, dans l'optique des grandes échéances de 2025-2030 correspondant pour le Groupe à l'acquisition de matériel neuf et à la transformation du matériel régional à mi-vie.

Le déploiement des trains hydrogène peut, en outre, créer un effet d'entraînement pour le développement de l'hydrogène sur le territoire en mutualisant les stations hydrogène avec celles d'autres mobilités lourdes. Le secteur ferroviaire s'engage dans des investissements de longue durée (environ 40 ans) offrant une visibilité et un débouché captif d'hydrogène aux producteurs *via* l'électrolyse.

Il convient enfin de souligner l'existence de contraintes fortes de sécurité, qui seront exposées dans la quatrième partie du rapport.

2.2.4. Le secteur maritime

Le transport maritime émet chaque année 900 millions de tonnes de CO₂, soit 2,6 % des émissions mondiales, susceptibles de croître jusqu'à 1,7 milliards de tonnes à horizon 2050 selon l'Organisation Maritime Internationale.

La transition de ce secteur requerra la production de carburants décarbonés, dont plusieurs options sont à l'étude : le gaz naturel liquéfié – qui diminue les émissions de CO₂ de 30 % mais représente des risques de fuite de méthane – le biométhane, l'ammoniac, le méthanol ou encore l'hydrogène liquide.

⁶⁰ À la demande du gouvernement belge, le bureau d'étude Transport & Mobility Leuven (TML) a jugé le train à hydrogène trop cher et recommandé l'électrification des lignes, complétée d'un recours à des locomotives à batterie pour les tronçons peu utilisés.

Si l'hydrogène peut être utilisé pour des navires de faible puissance – tels que des ferries ou des navettes fluviales grâce à des piles à combustible – l'hydrogène liquide ou ses dérivés (ammoniac, méthanol) seront néanmoins encore très chers à horizon 2030 pour le transport maritime de longue distance. L'Hydrogen Council estime ainsi – à partir de ses hypothèses optimistes d'un coût de production d'hydrogène de 2,4 \$ en 2030 – que le coût d'abattement de l'hydrogène liquide s'élèvera à 330 \$/tonne de CO₂, soit un niveau élevé par rapport à la valeur de l'action climat. Bloomberg estime qu'à l'horizon 2050, pour un hydrogène à 1 \$/kg, l'ammoniac vert sera compétitif avec le pétrole pour un prix du CO₂ de 145 \$/t.

Il est donc vraisemblable que le transport maritime ne constituera pas un secteur d'application pour l'hydrogène à l'horizon 2030. À plus long terme, en revanche, l'hydrogène pourrait faire partie des solutions.

2.2.5. L'aviation

Le secteur aérien, qui représente 2 à 3 % des émissions mondiales de CO₂, constitue l'un des secteurs les plus difficiles à décarboner. Airbus a annoncé, à l'automne 2020, le lancement d'un premier avion à hydrogène à horizon 2035, le plan de relance de 2020 prévoyant un soutien spécifique à cette filière.

Le recours à l'hydrogène soulève cependant d'importantes difficultés techniques qui devront être résolues. La principale concerne le poids des réservoirs, facteur critique pour l'aviation. Selon Eric DAUTRIAT – ancien Directeur des lanceurs du CNES – un Airbus A320 contient 23 tonnes de kérosène, soit l'équivalent énergétique de 9 tonnes d'hydrogène. Toutefois, cet hydrogène occuperait, sous forme comprimée, un volume huit fois plus important que le kérosène, et un volume encore quatre fois plus important sous forme liquéfiée – impliquant de repenser fondamentalement l'architecture des avions. Au décollage, le kérosène représentant 30 % du poids d'un moyen-courrier et 45 % de celui d'un long-courrier, un réservoir trop lourd impliquerait moins de place pour des passagers ou du fret mais aussi un besoin plus important d'énergie pour décoller. La puissance des piles à combustibles est pour l'instant trop faible pour propulser un avion, ce qui nécessitera sans doute d'injecter directement l'hydrogène dans les turbines à gaz. L'utilisation d'hydrogène dans les aéroports implique, également, de résoudre toute une série de difficultés logistiques en termes d'acheminement et de remplissage des avions.

Sur ces différents points, les problématiques de sécurité seront cruciales compte tenu des caractéristiques de l'hydrogène (cf. 4^{ème} partie), tout accident étant susceptible de remettre en cause ce type de technologie.

D'un point de vue environnemental, enfin, l'impact du rejet de la vapeur d'eau à la limite de la troposphère par un avion à hydrogène doit être expertisé, en étant susceptible de contribuer à l'effet de serre.

À l'horizon 2030, l'avion à hydrogène ne devrait pas apparaître, hormis certains micromarchés tels que les roulages sur tarmac. Au-delà, un potentiel de l'hydrogène est subordonné à la capacité à surmonter les difficultés évoquées ci-dessus. À noter que l'usage d'hydrogène sous forme de e-jet fuel constitue une autre piste qui éviterait de transformer la motorisation de l'avion tout en réduisant significativement ses émissions.

2.3. Une injection dans les réseaux de distribution plus chère que le biométhane

L'hydrogène peut être injecté dans des réseaux de gaz pour plusieurs finalités : en mélange avec le gaz naturel, il permet d'en décarboner les usages, le système gazier étant responsable d'environ 100 Mt de CO₂/an en France, soit 30 % des émissions. L'hydrogène peut être également utilisé pour être couplé à du CO₂ afin de valoriser ce dernier et de produire du méthane (méthanation), réinjecté ensuite dans les réseaux.

Il convient de bien distinguer ces deux finalités de l'injection d'hydrogène dans des réseaux dédiés, gazoducs reconvertis ou nouvellement construits, pour faciliter sa distribution sur le territoire, point qui sera abordé dans la sous partie suivante.

L'injection d'hydrogène en mélange avec du méthane dans les canalisations existantes est techniquement possible jusqu'à 20 % comme l'a illustré l'expérience GRHYD à Dunkerque. Cette dernière a consisté à injecter dans un nouveau réseau de distribution un mélange d'hydrogène et de gaz naturel⁶¹, avec des taux variables, pour alimenter une centaine de logements neufs et une installation tertiaire. L'expérimentation a confirmé la réduction des émissions de CO₂ et de NOx. Elle a été bien acceptée par les utilisateurs finaux de la zone. Toutefois, le retour d'expérience conclut à la limitation de ce mode d'injection à des zones à fort débit et à saisonnalité réduite. Les faibles débits de transit de gaz naturel durant l'été induisent une incapacité à injecter de l'hydrogène, car ils empêchent une bonne régulation du taux de dilution de ce dernier. En revanche, cette injection présente un coût économique élevé qui devrait rester très nettement supérieur à celui du biométhane, principale autre option décarbonée. Selon l'Académie des technologies – un kilo d'hydrogène fournissant 39 kWh d'énergie – l'injection coûte environ 125 €/MWh, pour un hydrogène électrolytique produit à 5 €/kg, contre 22 €/MWh pour le gaz naturel, ce qui valorise le coût de carbone évité à 520 €/t⁶² et doit être comparé au coût de production du biométhane, aujourd'hui de 90 à 100 €/MWh⁶³ pour un gain environnemental équivalent⁶⁴. À l'horizon 2030, avec l'hypothèse d'un hydrogène produit à 3 €/kg, l'injection dans les réseaux coûtera environ 75 €/MWh, soit une tonne évitée pour 300 €, niveau élevé par rapport à la valeur de l'action climat. Ce prix de 75 €/MWh doit en outre être rapporté à celui du biométhane, dont les perspectives d'efficacité laissent espérer un prix autour de 60 €/MWh d'ici 2028 selon la PPE 2019 et qui présente, par ailleurs, des externalités positives liées à la valorisation des déchets agricoles ou à la réduction de la pollution des eaux⁶⁵. Enfin, ces prix ne prennent pas en compte les coûts d'adaptation en aval (compteur, systèmes de détection, adaptation des équipements domestiques fonctionnant au gaz naturel), alors que ces équipements sont compatibles avec le biométhane. Toutefois, très peu d'éléments sont disponibles à l'heure actuelle pour estimer des coûts d'adaptation potentiellement très élevés.

La fabrication de méthane de synthèse (méthanation) à partir d'hydrogène consiste à faire réagir de l'hydrogène et du CO₂ pour fabriquer du biométhane. Elle vise à valoriser localement le CO₂ dans un contexte de solutions de CCS très limitées en France et peut

⁶¹ En volume, ce qui représente 7 % en énergie.

⁶² La combustion de 364 kg de gaz naturel produit une tonne de CO₂ et il faut 142 kg d'hydrogène pour produire l'équivalent énergétique.

⁶³ Source : Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie, Le verdissement du gaz, Juillet 2019.

⁶⁴ Autour de 20 g de CO₂/kWh.

⁶⁵ Source : Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie, Le verdissement du gaz, Juillet 2019.

être réalisée dans l'industrie ou dans les méthaniseurs. Compte tenu du prix du méthane et du coût de l'installation de méthanation et de son fonctionnement. Pour un hydrogène produit à 3 €/kg, le prix du CO₂ s'élève autour de 350 €/tonne⁶⁶.

2.4. Une absence de modèle économique à horizon 2030 pour le stockage des excédents d'électricité

L'hydrogène constitue un vecteur d'énergie. À ce titre, il peut servir à stocker l'électricité produite en recourant à l'électrolyse pour la restituer par la suite, par exemple grâce à une pile à combustible. Cet usage, désigné sous le nom de *Power-to-gas-to-power*, offre la possibilité d'équilibrer l'offre d'électricité à la demande. Il permet ainsi de **pallier le problème de l'intermittence des énergies renouvelables**, en stockant par exemple l'énergie solaire excédentaire produite en été pour la restituer en hiver. Il offre également la possibilité **de résoudre des problématiques de congestion du réseau électrique en évitant d'investir dans de nouvelles lignes**.

RTE considère néanmoins qu'il n'existe pas de modèle économique à horizon 2035 pour ces deux services.

Les besoins en résolution de congestion du réseau électrique sont faibles compte-tenu du bon maillage du territoire, contrairement à l'Allemagne, par exemple, qui a besoin de telles solutions pour stocker une partie de l'électricité produite par ses éoliennes *offshores* dans le Nord du pays. RTE étudiera néanmoins systématiquement la possibilité d'utiliser la flexibilité des électrolyseurs pour éviter d'avoir à développer de nouvelles lignes électriques. Il existe ainsi un potentiel intéressant sur le littoral de la Normandie, en cas de scénario de fort développement de l'éolien *off-shore*. Enedis mène également une étude de faisabilité sur la résolution des congestions locales grâce aux électrolyseurs.

À l'horizon 2035, le système électrique français ne requiert pas ou très peu de stockage saisonnier d'énergie renouvelable, contrairement à l'Allemagne. Il existe en outre une forte concurrence de beaucoup de solutions de flexibilité sur ce marché de niche d'équilibrage de l'offre et de la demande, qu'il s'agisse de l'hydraulique, du thermique, du stockage par batterie, des interconnexions européennes ou encore de la recharge intelligente du véhicule électrique. L'hydrogène apparaît peu compétitif face à ces modes de stockage, compte tenu notamment du faible rendement énergétique (30 % environ actuellement) et du surcoût que représente la production d'hydrogène par un électrolyseur ne captant que les surplus d'électricité (le faible taux de charge augmente la durée d'amortissement des CAPEX, cf. supra). L'Académie des technologies estime ainsi que le coût du MWh produit par une pile à combustible s'établit entre 500 et 800 €/MWh et peut diminuer en dessous de 400 €/MWh en utilisant le même dispositif comme électrolyseur et comme pile à combustible. Par rapport aux solutions thermiques qui pallient aujourd'hui la variabilité des énergies renouvelables, RTE estime que le coût de la tonne de carbone évitée par le *Power-to-gas-to-power* s'élève à environ 400 €/t de CO₂ pour un hydrogène à 3 €/kg.

L'absence de besoins actuels pour ces usages de flexibilité peut néanmoins être mise à profit pour réaliser des démonstrations et des évaluations, et améliorer les étapes du *Power-to-gas*. Enedis indique ainsi expérimenter des groupes électrogènes à « *zéro émission* »

⁶⁶ L'Académie des technologies évalue cet usage compétitif à partir d'un prix du CO₂ de 260 € la tonne pour un hydrogène décarboné produit à 2,5 €/kg et de 720 € pour un hydrogène issu d'EnR produit à 5 €/kg.

fonctionnant par piles à combustible pour la réalimentation provisoire du réseau de distribution en cas d'incidents ou de travaux.

À l'horizon plus lointain de 2050, le recours à l'hydrogène dépendra fortement des choix réalisés en matière de mix électrique, qui pourraient créer de forts besoins en stockage inter-saisonniers. Selon EDF, ces besoins seront faibles, si un socle d'une vingtaine de GW de capacité nucléaire est conservé. À noter que dans les scénarios envisageant une production électrique reposant sur 100 % d'énergies renouvelables, l'hydrogène jouera un rôle important. EDF estime qu'un stockage saisonnier d'environ 50 TWh d'électricité serait nécessaire, et devrait être assuré en combinant différents moyens (hydrogène, biogaz). Cette capacité de production aurait un coût de 200 à 300 €/MWh "utile". Par ailleurs, un certain nombre de défis devraient être relevés dont l'adaptation des infrastructures pour accueillir cet hydrogène et le stocker.

Enfin, il convient de noter que si le déploiement de l'hydrogène nécessitera la mise en place de capacités électriques supplémentaires, RTE souligne que, sur le plan technique, le système électrique est en mesure d'absorber le développement de l'électrolyse. L'objectif de la stratégie nationale de produire 630 000 tonnes/an d'hydrogène électrolytique à horizon 2035 entraînera la consommation de 30 TWh d'électricité, soit 6 % de la production électrique totale à horizon 2035. Cet objectif est réalisable par rapport au mix de production prévu dans le cadre de la PPE, qui prévoit un productible de 615 TWh d'électricité décarbonée. Le système électrique français resterait largement exportateur à cet horizon. Une révision à la hausse des ambitions françaises de production d'hydrogène par électrolyse, conduisant par exemple à une consommation d'électricité de 40 TWh, est compatible avec les caractéristiques du système électrique. Des analyses de RTE doivent confirmer ce point.

2.5. Prioriser les usages et concentrer les infrastructures de distribution auprès des grands centres de production et de consommation

Les développements qui précèdent illustrent que les différents usages de l'hydrogène sont loin de disposer du même degré de maturité, seuls certains (substitution à l'hydrogène carboné dans l'industrie, transport lourd) étant susceptibles de rencontrer un modèle économique à l'horizon 2030.

Ordre de mérite des différents usages de l'hydrogène à horizon 2030

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 vaporéformage	150 €	Non
Sidérurgie (DRI-EAF)	+ 50 % 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
Transport			
Véhicules légers	+ 20 à + 100 % par rapport au véhicule diesel		Oui (véhicule électrique)
Bus, poids lourds, véhicules utilitaires	+ 0 à + 50 % par rapport au camion diesel	410 €	Oui ; batteries électriques dans certains cas, bioGNV mais incertitude sur la quantité disponible et moins efficace pour réduire la pollution de l'air
Train	+ 9 à + 41 % vs train diesel		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 (biométhane à 60 €/MWh hors externalités positives) mais incertitude sur la disponibilité
Méthanation du CO ₂ puis injection dans les réseaux de gaz	200 €/MWh	800 €	Oui (biométhane) mais incertitude sur la 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 forte hausse des renouvelables

Compte tenu du coût élevé de l'hydrogène décarboné, la priorisation des ressources publiques vers les usages sans autre option et qui présentent un modèle économique viable à moyen terme s'impose. À titre d'illustration, le remplacement de 500 000 tonnes d'hydrogène gris actuellement utilisées dans l'industrie⁶⁷ par de l'hydrogène décarboné

⁶⁷ Hors production fatale.

entre 2024 à 2030 nécessiterait plus de 6 Md€ de subventions⁶⁸, soit environ 800 M€ par an, si ce coût devait être entièrement porté par la puissance publique.

À cet égard, la stratégie française, qui consacre l'essentiel des soutiens pour l'industrie et la partie restante vers la mobilité lourde, se révèle pertinente. Confortée par le plan de relance de septembre 2020, elle vise à créer des *hubs* territoriaux pour stimuler la demande locale d'hydrogène parallèlement au soutien de la production par électrolyse⁶⁹ pour massifier les volumes et baisser les coûts. Il conviendra néanmoins de veiller à ce que les différents projets qui émergent dans les territoires comparent systématiquement le coût d'utilisation de l'hydrogène par rapport à celui des autres filières décarbonées (biométhane, batteries, etc.) afin de ne pas financer des projets qui se révéleront sans débouché à moyen terme.

Compte tenu du coût d'une station à hydrogène (autour de 1 M€ aujourd'hui), une coordination nationale doit également être mise en place pour s'assurer que les infrastructures pour la mobilité lourde soient localisées aux endroits pertinents (complexes industrialo-portuaires, corridors du transport routier européen, proximité des grandes zones de consommation) et qu'il existe des clients prêts à assumer une partie du surcoût engendré, afin que ces stations soient exploitées à leur plein potentiel.

2.6. Le développement d'une infrastructure de transport par réseau de gaz conditionné à l'essor des usages et planifié sur la base d'une analyse coût-bénéfice

Le développement des infrastructures de transport de gaz soulève des enjeux primordiaux. Selon GRTGaz et Teréga, la mise en place d'une infrastructure dédiée au transport et au stockage d'hydrogène présenterait plusieurs intérêts. Elle permettrait d'abord d'acheminer de l'hydrogène produit par électrolyse dans une région où l'électricité est moins chère vers un centre de consommation. L'Allemagne envisage ainsi d'importer de l'hydrogène vert produit à bas coût dans les pays du Sud en complément de celui produit sur son territoire. Selon une étude de l'EWI de Cologne, l'option la moins chère pour l'Allemagne en 2050 serait d'importer de l'hydrogène vert produit par panneaux solaires en Espagne, comme l'illustre le graphique ci-dessous⁷⁰. L'Italie cherche quant à elle à se positionner comme pays de transit pour l'hydrogène qui pourrait être produit depuis les pays du Maghreb. La France devrait veiller à ne pas rester à l'écart d'un tel mouvement s'il se concrétisait⁷¹.

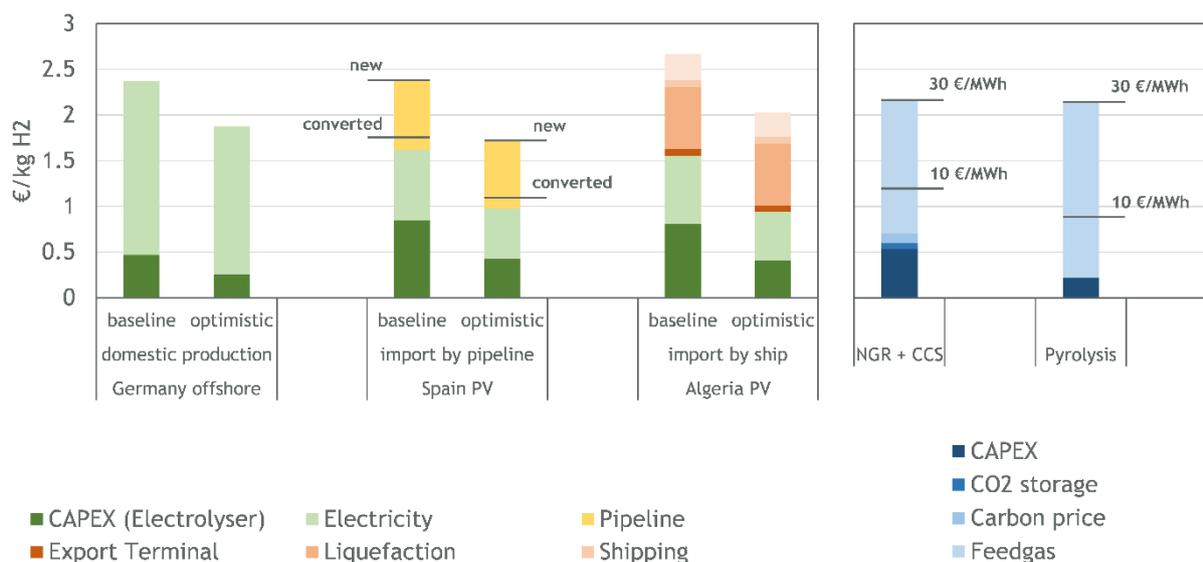
⁶⁸ Sur la base d'un hydrogène électrolithique à 4 € et un prix du carbone qui augmente de 50 € la tonne de CO₂ en 2024 à 100 € la tonne de CO₂.

⁶⁹ L'objectif est de créer 6,5 GW d'électrolyse à horizon 2030.

⁷⁰ *Source* : Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen, Gregor Brändle Max Schönfisch, Simon Schulte, EWI Working Paper, novembre 2020.

⁷¹ Il convient cependant de noter l'échec du projet Desertec lancé par l'Allemagne à la fin des années 2000 et qui prévoyait d'importer massivement de l'électricité renouvelable depuis les pays du Maghreb. En outre, les émissions de CO₂ étant globales, l'importation d'hydrogène décarboné depuis les pays du Maghreb ne doit se faire au détriment de la décarbonation de ces pays.

Prix de l'hydrogène en Allemagne en fonction de la zone de production à horizon 2050



Source : EWI de Cologne

La construction de telles infrastructures éviterait aussi l'interdépendance du producteur et du consommateur en leur offrant la possibilité d'accéder à un marché de l'hydrogène plus vaste et garantirait ainsi une sécurité d'approvisionnement en cas de défaillance d'un électrolyseur. Elle permettait enfin d'équilibrer l'offre et la demande en offrant une solution de stockage de l'hydrogène.

Ce transport d'hydrogène pourrait être effectué soit par création de nouvelles infrastructures, soit par conversion d'infrastructures existantes. Cette dernière soulève néanmoins encore plusieurs problématiques d'intégrité des canalisations et des équipements du réseau, de coût ou encore du comptage du gaz.

La compatibilité de l'hydrogène avec les canalisations de gaz existantes fait encore l'objet de recherche et d'évaluation

L'utilisation de canalisations de gaz naturel existantes pour faire circuler de l'hydrogène, en mélange ou pur, nécessitera plusieurs chantiers avant d'être développée. Le code de l'énergie prévoit que le passage du gaz naturel à l'hydrogène est soumis à l'octroi d'une nouvelle autorisation d'exploiter sur la base d'un dossier contenant notamment une étude des risques associés.

La **compatibilité** de l'hydrogène avec l'acier des tuyaux doit être examinée car ce gaz pénètre et se diffuse plus facilement dans la maille cristalline des aciers généralement utilisés pour les gazoducs et peut donc les fragiliser. En France, les transporteurs de gaz naturel (GRTgaz et Teréga) ont lancé des programmes de recherche liés au comportement des aciers et des soudures en présence d'hydrogène en ce qui concerne le mélange de l'hydrogène avec le gaz naturel. Les programmes de R&D relatifs à l'intégrité des aciers en présence de 100 % d'hydrogène sont lancés en 2021 par RICE, le centre R&D de GRTgaz, sur ses nouveaux bancs d'essai FenHYx dédiés à l'hydrogène et basés à Alfortville. Teréga mènera également en 2021 des essais de comportement de soudures anciennes et récentes en présence d'hydrogène à 100 %, en partenariat avec l'institut PPRIME, structure dépendante du CNRS. Au sein de l'association technique européenne Marcogaz, les transporteurs de gaz naturel élaborent un document présentant les mesures mitigatoires à mettre en œuvre pour préserver l'intégrité des canalisations hydrogène.

Le deuxième enjeu concerne la **compatibilité au 100 % hydrogène des équipements de compression actuels**. Cette compatibilité est analysée conjointement par les transporteurs de gaz et les fabricants ; les adaptations nécessaires sont étudiées et font actuellement l'objet d'évaluations financières. D'autre part, le marché de la compression pour l'hydrogène s'étoffe ; des offres sont déjà disponibles ou en phase finale de qualification ; ces équipements sont en cours d'évaluation

La dernière problématique a trait à **l'intégrité des équipements des réseaux**, notamment les compteurs, les vannes et les détendeurs. Ces équipements devront faire l'objet de tests permettant de vérifier leur intégrité en présence d'hydrogène. GRTgaz va réaliser des essais à partir de mi-2021.

Ces travaux en cours permettront d'évaluer les conditions de conversion d'ouvrage gaz en hydrogène et l'opportunité de développer, ou non, un réseau de transport français et européen d'hydrogène.

Il apparaît néanmoins nécessaire de mener une analyse coût-bénéfice du développement de telles infrastructures. Les bénéfices associés à la connexion des zones de consommation et de production au sein du territoire et l'importation de l'hydrogène produit moins cher dans un pays voisin doivent en effet être comparés aux risques de coûts échoués, c'est-à-dire du financement d'infrastructures qui se révéleront sous- voire inutilisées. Le risque existe en effet de construire dès aujourd'hui des infrastructures de gaz qui se révéleraient surdimensionnées en raison d'une estimation optimiste des futurs usages de l'hydrogène. Les enjeux financiers sont significatifs. Le projet

Backbone, développé par 23 gestionnaires de réseaux de transport européens et qui propose de connecter les productions du Sud de l'Europe à des consommateurs du Nord, prévoir la construction ou la reconversion de 40 000 km⁷² de réseaux et un coût d'investissement compris entre 43 et 81 Md€. Les transporteurs de gaz font valoir que les coûts complets du transport d'hydrogène à l'horizon 2040 de **0,11 €/kg/1 000 km** pour des pipelines rétrofités et de **0,2 €/kg/1 000 km** pour des pipelines neufs, un surcoût moins onéreux que le transport par camion.

Ce chiffre se fonde néanmoins sur des hypothèses de consommation d'hydrogène très optimistes à horizon 2050 et sur un développement d'usages de l'hydrogène qui demeurent incertains. Selon une étude d'Agora Energiewende⁷³, qui évalue la demande d'hydrogène inéluctable dans l'industrie (raffinerie, ammoniac, sidérurgie) en Europe en 2050 dans une optique d'éviter la construction d'infrastructures « échouées », seules les zones du Nord de la France auront avec certitude besoin d'être reliées par des gazoducs au reste de l'Europe.

Les futurs *hubs* à hydrogène, largement impulsés par des initiatives privées, ne devraient pas nécessiter d'être interconnectés à de grands réseaux de transport, dans une phase initiale d'incertitude sur les besoins⁷⁴. Aussi, la décision de construire de grands réseaux hydrogène par conversion des réseaux de gaz existants ou création de nouvelles canalisations ne devra être prise que lorsque les usages envisagés pour l'hydrogène auront montré leur potentiel économique et que les zones à forte consommation d'hydrogène auront clairement émergé⁷⁵. Toutefois, compte tenu du temps nécessaire à la construction de ces infrastructures, il est nécessaire d'anticiper pour répondre rapidement à un besoin qui émergerait. Un travail de planification, se fondant sur un suivi de l'essor des différents usages de l'hydrogène et une comparaison entre les coûts de production de l'hydrogène localement et les coûts d'importation d'hydrogène depuis un autre pays, pourrait être effectué par un comité indépendant sous l'égide de la CRE.

L'émergence de grandes infrastructures de transport d'hydrogène nécessiterait la mise en place d'un cadre de régulation, afin notamment de définir les conditions d'accès par les tiers.

Au-delà d'une réflexion française, une coordination à l'échelle européenne apparaît indispensable pour optimiser le développement de ces infrastructures.

⁷² Dont environ 4 000 km en France.

⁷³ Source: Agora Energiewende, No-regret hydrogen, Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe, février 2021.

⁷⁴ Les décisions à venir dans le secteur de la sidérurgie, qui constitue un très grand consommateur potentiel d'hydrogène, seront à cet égard décisives. Si les producteurs d'aciers décident d'utiliser massivement de l'hydrogène, il pourrait être opportun de déployer des gazoducs vers l'Espagne pour des importations à bas coût en complément de productions locales sur le territoire français.

⁷⁵ Une telle approche est partagée par l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), qui, dans une publication parue en février 2021, recommande de mener une approche graduée pour la régulation des réseaux de transport d'hydrogène, en lien avec le développement des usages.

Propositions du groupe de travail sur les usages

Concentrer les aides publiques sur les usages les plus mûrs : la substitution à l'hydrogène gris actuellement consommé dans l'industrie, puis les transports lourds, dans une perspective de création d'une filière industrielle.

Favoriser la création de *hubs* territoriaux multi-usages à proximité des zones industrialo-portuaires et des grands axes européens de transport lourd et coordonner les différentes initiatives locales pour éviter un gaspillage des aides publiques.

Créer un comité indépendant sous l'égide de la Commission de régulation de l'énergie pour suivre le développement des usages de l'hydrogène et identifier l'évolution des besoins de construction d'infrastructures.

Adapter le cadre réglementaire et de soutien en fonction du développement du marché, notamment afin d'éviter les coûts échoués dans des infrastructures de transport d'hydrogène surdimensionnées, sans préjudice de la poursuite des études sur la faisabilité technique de la conversion des réseaux de gaz naturel.

3. LE SOUTIEN À L'HYDROGÈNE DOIT S'EFFECTUER DANS UNE LOGIQUE D'ÉMERGENCE D'UNE FILIÈRE INDUSTRIELLE FRANÇAISE

Si la France est bien positionnée dans la course internationale qui se profile à la technologie hydrogène – vert, jaune et bleu – la mise en place d'une stratégie sera indispensable pour ne pas reproduire la situation qu'a connue l'industrie française avec les panneaux solaires et les éoliennes.

Les industriels français sont présents sur toute la chaîne de valeur de l'hydrogène. Cette nouvelle filière est d'abord constituée d'un écosystème d'entreprises dynamiques de taille moyenne ou intermédiaire :

- McPhy, Elogen (ancien Areva H2Gen) et Genvia pour les électrolyseurs ;
- Symbio (joint-venture entre Michelin et Faurecia), Hélion (rachetée par Alstom) et Pragma pour la mobilité et les piles à combustible ;
- SAFRA pour les bus ;
- Plastic Omnium et Faurecia pour les réservoirs ;
- Ataway, McPhy et HRS pour les stations-service ;
- Alcrys, Ad-Venta pour la connectique ;
- Sylfen pour les systèmes hybrides pour bâtiment autonome.

Cette filière est également constituée de grands groupes intégrateurs :

- Air Liquide, spécialiste mondial de l'hydrogène ;
- EDF qui, à travers sa filiale dédiée Hynamics, vise l'industrie et la mobilité et prend des participations capitalistiques dans le secteur ;
- Engie est présent sur le *power-to-gas* avec des projets d'injection dans les réseaux ou de stockage dans les cavités salines avec Storengy ;
- Total, qui privilégie la voie du reformage avec CCS, avec des projets en Norvège et aux Pays-Bas. Le groupe a développé le projet Masshyla qui vise la décarbonation de l'hydrogène industriel de la bioraffinerie de La Mède.

Toutefois, si la France est bien positionnée, elle doit faire face à la concurrence américaine, allemande et surtout Chinoise. Ce dernier pays a en effet lancé une stratégie hydrogène ambitieuse en 2020 et pourrait produire rapidement des composants compétitifs.

La stratégie industrielle de développement de l'hydrogène en Chine

La Chine est le premier producteur mondial d'hydrogène, avec 22 millions de tonnes par an, (+ 6 % annuellement), soit un tiers de la production mondiale. Il s'agit essentiellement d'hydrogène carboné qui a pour principaux usages la synthèse d'ammoniac (10 Mt en 2019) et de méthanol (8 Mt en 2019).

Si le pays s'est intéressé à l'hydrogène de manière plus tardive que certaines nations occidentales, l'année 2020 constituant un tournant décisif avec l'élaboration d'une stratégie nationale visant à utiliser l'hydrogène au service de sa transition, de la promotion de nouvelles industries et de l'indépendance énergétique.

Le pays affiche une ambition forte pour le développement de l'hydrogène dans la **mobilité**. La Chine constitue déjà le premier marché mondial pour les ventes de véhicules commerciaux à hydrogène (principalement des véhicules lourds comme les bus) avec plus de 7 000 véhicules à pile à combustible vendus depuis 2016 et des objectifs de 100 000 véhicules vendus en 2025 et 1 M en 2035.

Le Chine cherche à rattraper son **retard par rapport à d'autres nations sur beaucoup des composantes clés des piles à combustible, avec des produits moins performants et une durée de vie moins longue**, qui contraint aujourd'hui les équipementiers chinois à importer depuis l'étranger des composants à des prix plus élevés. Pour ce faire, le gouvernement chinois a supprimé l'ancien mécanisme de subvention à l'achat de véhicules à hydrogène au profit d'un nouveau mécanisme à point visant à inciter au développement d'une chaîne industrielle complète pour les piles à combustible et à permettre la maîtrise des technologies clés. Ce mécanisme, qui reprend celui mis en place pour les véhicules électriques en 2009, repose sur la création de dix zones de démonstrations, situées dans des grandes villes ou des alliances de villes. Ces dix zones seront hiérarchisées en fonction de l'atteinte de critères tels que la capacité à produire un hydrogène sûr et bon marché et à créer des conditions de marché pour la commercialisation de véhicules à piles à combustibles ou encore du nombre de stations hydrogène créées. Les subventions accordées seront comprises entre 2,5 et 5 Md\$ sur 4 ans.

L'objectif recherché par la formation de ces clusters industriels est d'acquérir en quatre ans des technologies avancées sur chacune des composantes des piles à combustible et de créer des économies d'échelle pour faire baisser le prix de l'hydrogène à la distribution en dessous de 5 €/kg, ainsi que celui des composants. Selon le CEA, la réduction des coûts dans l'industrie des PAC serait de 30 % par an, de sorte que le gouvernement estime que les subventions ne seront plus nécessaires d'ici 4 ans si ce rythme se poursuit.

Un autre pan de cette nouvelle stratégie réside dans l'implication des grandes sociétés d'État publiques – des compagnies d'électricité telles que State Power Investment Corp. et pétrolières telle China Energy – sur la production d'hydrogène et la construction de véhicules, de PAC et de stations-services. Les compagnies internationales accélèrent également leur arrivée sur le marché chinois, qu'il s'agisse de constructeurs d'électrolyseurs (Air Liquide, Siemens) ou automobile. Au total, l'investissement dans le secteur a représenté 25 Md\$ en 2020.

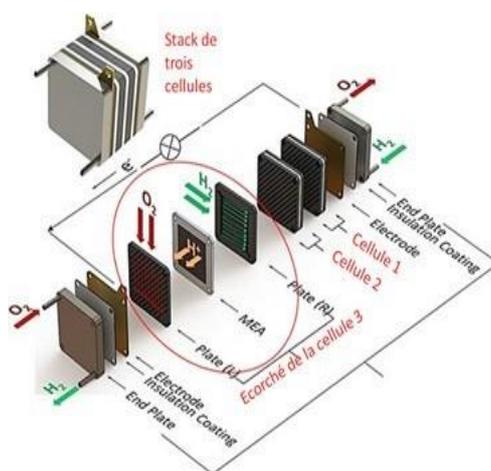
Enfin, sur les aspects normatifs, la Chine est très active dans les comités de standardisation et cherche à transposer sa centaine de normes nationales au niveau international.

Bien que la Chine affirme son ambition de s'orienter à terme vers la production renouvelable, une partie de l'hydrogène déployé dans la mobilité sera carboné dans un premier temps afin de créer rapidement des effets d'échelle. L'hydrogène vert ne devrait représenter que 15 % de la production en 2030 et 70 % en 2050. L'usage du CCS dépendra principalement des percées technologiques dans ce secteur. La Chine s'intéresse aussi à l'hydrogène produit par l'énergie nucléaire, eu égard aux 100 réacteurs actuellement en chantier.

Les pouvoirs publics doivent donc mettre en œuvre une stratégie intelligente de soutien aux producteurs et fabricants nationaux qui produisent et fabriquent certains composants essentiels (électrolyseurs, PAC, réservoirs, électronique de puissance et embarquée), mais

aussi les composants élémentaires à valeur ajoutée ou stratégique. Les stacks (assemblage de cellules) des électrolyseurs et des piles à combustible sont ainsi constitués de deux composants clés : l'assemblage d'électrode à membrane (MEA) et les plaques bipolaires, obtenues par une technologie simple et accessible. Ces composants doivent ensuite être assemblés (cf. graphique ci-dessous). Si DuPont de Nemours possède une maîtrise de la fabrication de MEA avec le Nafion, des petits fabricants nationaux peuvent émerger. La France doit également pouvoir se doter de fabricants de plaque bipolaire et d'une *gigafactory* d'assemblage. Les catalyseurs des électrolyseurs apparaissent également comme des composants clés.

Composants d'un électrolyseur



Source : *Renewable Sustainable Energy Reviews*, 2017

Les pouvoirs publics doivent mobiliser l'écosystème français et européen au service de ces fabricants de composants. Ces derniers sont souvent des petites entreprises qui ont besoin d'augmenter leur capacité de production pour diminuer les coûts et améliorer leur potentiel à l'export. Or, les grands groupes ont des comportements classiques, privilégiant l'achat des composants les moins chers sur les marchés internationaux, ce qui risque d'empêcher la création d'un effet d'entraînement pour les petits fabricants. Certains projets en cours de développement sur le territoire français privilégient ainsi le recours à des technologies chinoises.

Le Projet important d'intérêts européen commun (PIIEC) en cours de montage dans le secteur de l'hydrogène⁷⁶, ainsi que le soutien national à l'achat d'hydrogène décarboné annoncé lors du plan de relance, pourraient accorder une attention particulière à ces fabricants français et européens de composants essentiels, bénéficiaires par ailleurs d'aides ciblées (aides à l'exportation, aides de BPI). En outre, les acteurs publics pourraient favoriser l'approvisionnement en composants français et européens dans le cadre de la commande publique (par exemple en renforçant les critères environnementaux ou d'impact sur la structuration de la filière nationale) ou des appels à projets auxquels ils répondent. Des rapprochements entre les fabricants et les acteurs, par exemple les constructeurs de PAC, les fabricants de camions et les acheteurs de poids lourds à travers la FNTR, pourraient être favorisés, au sein des différents comités stratégiques de filière qui considèrent l'hydrogène dans leur feuille de route et du Conseil national de l'hydrogène. La

⁷⁶ La pré-notification est attendue pour mi-2021, la notification d'ici fin 2021 et le démarrage début 2022.

filière française pourrait en outre se montrer davantage active dans les comités de normalisation afin de promouvoir ses normes.

Liste des fabricants et constructeurs des principaux composants hydrogène

Fabricants/constructeurs	Entreprises françaises	Concurrents
Pile à combustible embarquée		
	Michelin (Symbio) Pragma	Ballard Power, Toshiba, Panasonic, PLUG Power, Bloom Energy, Fuelcell Energy, Hydrogenics, Doosan Fuel Cell, Horizon, Intelligent Energy, Hyster-Yale Group, Nedstack, Pearl Hydrogen, Sunrise Power, etc.
Pile stationnaire		
	HdF(techno Ballard) Areva SE HELION Axane (Air Liquide)	
Réservoir		
	Faurecia	Hexagon (États-Unis)
	Plastic Omnium	Doosan (Chine)
	Mahytec	
	NPROXX	
Électrolyseurs		
	McPhy AREVA H2gen	NEL, THYSSEN GROUP, John COCKETILL, SIEMENS, Hydrogenics, GINER, ITM Power etc. + sociétés chinoises
Connectique		
	Alcrys AD-VENTA	
Électronique de puissance		
	RAIGI	

Source : Académie des technologies

L'État doit également protéger la filière de la concurrence déloyale d'autres pays. Il convient d'être vigilant quant au *dumping* de la Chine et d'activer si nécessaire les outils de protection au niveau européen. Les entreprises produisant les technologies les plus prometteuses pourraient être protégées d'acquéreurs étrangers au titre du décret n° 2014-479 du 14 mai 2014 *relatif aux investissements étrangers soumis à autorisation préalable*.

Il existe enfin un risque sur l'approvisionnement en matières premières. La ressource en nickel est indispensable pour la fabrication de catalyseurs pour les électrolyseurs alcalins. Si ce métal connaît aujourd'hui une surproduction, l'absence d'investissement dans des usines nouvelles risque de créer des tensions d'ici cinq ans. Les ressources en nickel de la Nouvelle-Calédonie représentent pour notre pays un atout à mobiliser. Le platine pour les PAC et surtout l'Iridium pour les électrolyseurs PEM sont encore plus critiques. Il existe enfin une menace sur l'utilisation en Europe de produits fluorés comme la membrane en PFSA utilisée dans les PAC et électrolyseurs PEM. Pour faire face à ces risques en termes de matériaux, mais aussi pour accompagner les industriels, un très fort soutien en termes de R&D est indispensable aussi bien au niveau français qu'europpéen.

Propositions du groupe de travail sur la structuration industrielle d'une filière hydrogène

Soutenir les fabricants français et européens de composants essentiels (électrolyseurs, pile à combustible, réservoirs) et élémentaires (plaques bipolaires, assemblage d'électrode à membrane d'échange de protons) en favorisant leur collaboration avec les grands groupes et *via* les appels à projets et les marchés publics.

Accentuer les efforts en recherche et développement sur les matériaux critiques (nickel des électrolyseurs alcalins, iridium des électrolyseurs à membrane polymère échangeuse de protons, platine des piles à combustible) pour optimiser leur usage et favoriser leur substituabilité et les possibilités de recyclage.

4. LE DÉVELOPPEMENT DE L'HYDROGÈNE DOIT IMPÉRATIVEMENT S'ACCOMPAGNER DE LA PRISE EN COMPTE DES ENJEUX DE SÉCURITÉ

L'hydrogène présente plusieurs caractéristiques qui induisent des risques en termes de sécurité :

- sa plage d'explosivité se situe entre 4 et 75 % d'hydrogène dans l'air, un intervalle beaucoup plus large que pour le gaz naturel et qui peut être facilement atteint lors d'une fuite dans un milieu confiné. À l'air libre, la grande légèreté et la grande diffusion de l'hydrogène limitent ce risque, même s'il persiste une zone inflammable autour du point de fuite, qui peut s'étendre sur plusieurs dizaines de mètres et occasionner une explosion, comme en témoigne l'accident dans une station-service en Norvège en 2019 ;
- son énergie minimale d'inflammation est faible, ce qui, combiné à la plage d'explosivité large, facilite un risque d'inflammation ou d'explosion d'une fuite d'hydrogène ;
- l'hydrogène est une petite molécule qui se diffuse facilement et qui d'autre part présente une problématique de compatibilité avec certains matériaux, comme l'acier, ce qui peut augmenter les risques de fuite d'un tuyau ou d'un réservoir de véhicule ;
- l'hydrogène s'échauffe lorsqu'il se détend, en raison d'un effet Joule-Thomson inverse ;
- il produit un effet détonnant. La littérature mentionne des exemples de détonations se produisant avec des concentrations d'hydrogène de 11 %, voire inférieures ;
- la combustion de l'hydrogène crée une flamme très chaude, plus de 2 000 °C, mais celle-ci est peu visible, ce qui crée un risque lors des opérations de secours.

L'hydrogène présente néanmoins aussi des caractéristiques favorables en termes de sécurité, comme le souligne l'Académie des technologies. Le faible rayonnement de sa flamme limite fortement le risque de propagation en cas d'incendie ; il n'est pas toxique et, dans des zones convenablement ventilées, il se dilue quatre fois plus vite dans l'air que le gaz naturel et douze fois plus vite que les vapeurs d'essence, ce qui réduit les risques d'accumulations explosives.

Il ressort néanmoins que le développement de la filière hydrogène, notamment pour les nouveaux usages, doit systématiquement passer par un travail de prise en compte de ces risques, afin de prévenir des accidents qui pourraient mettre en danger des vies humaines et réduire fortement l'acceptation sociale de ce gaz. En mai 2019, l'explosion d'un réservoir de stockage à hydrogène⁷⁷ d'un centre de recherche gouvernemental en Corée du Sud⁷⁸ a causé la mort de deux personnes et blessé six autres, détruisant un complexe de la taille de la moitié d'un terrain de football. Cet accident a entraîné dans le pays des mouvements de protestation de résidents contre les usines d'hydrogène⁷⁹. L'explosion en juin 2019 d'une

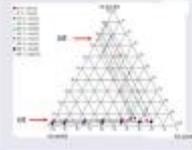
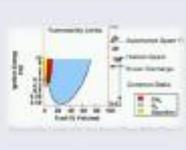
⁷⁷ L'explosion aurait été causée par l'infiltration d'oxygène dans le réservoir.

⁷⁸ Source : IFRI, La stratégie hydrogène de la Corée du Sud et ses perspectives industrielles, Édito Énergie, mars 2020.

⁷⁹ Source : <https://www.reuters.com/article/us-autos-hydrogen-southkorea-insight-idUKKBN1W936A>.

station-service en Norvège a conduit à la suspension provisoire de la vente de véhicules à hydrogène par Toyota et Hyundai et la fermeture provisoire des autres stations.

Caractéristiques de l'hydrogène gazeux

Plage d'explosivité	Energie minimale d'inflammation	Caractéristiques de la flamme	Fragilisation
4 à 75 % à TPN	17 μ J (Air) 1 μ J (O ₂)	Flamme peu visible	Fissuration ou cloquage avec aciers non compatibles
			

Source : INERIS

L'hydrogène est manipulé de longue date dans les secteurs industriels. Ces derniers ont donc acquis une maîtrise des propriétés de ce gaz. L'Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS) souligne ainsi le peu d'accidentalité dans ce secteur. Toutefois, **l'extension de l'utilisation de l'hydrogène à de nouveaux usages, par des acteurs non nécessairement formés au risque H₂, nécessite des travaux d'ampleur** de compréhension des risques, de définition de l'architecture des systèmes de sécurité pour chaque nouvel usage, d'amélioration de la fiabilité et de la robustesse des composants, de formation de la main-d'œuvre et enfin d'évolution du cadre réglementaire.

Il convient d'abord de **mieux comprendre les risques** liés à chaque nouvelle utilisation pour pouvoir **définir l'architecture de sécurité des nouveaux systèmes à hydrogène**. Dans la mobilité, le déploiement de l'hydrogène débouchera sur de nouveaux modes de stockage à bord des véhicules et dans les infrastructures, à une utilisation prévisible de l'hydrogène liquide ou comprimé pour améliorer la densité énergétique alors qu'il existe peu de connaissances en termes d'accidentologie pour l'hydrogène liquide, ou encore à l'adaptation des infrastructures (ports, gares, aéroports, tunnels, parkings, ateliers de maintenance). Ces nouveaux usages doivent être précédés d'un travail d'analyse des risques et de définition des mesures pour les maîtriser, comme les systèmes de détection des fuites, de ventilation et d'évent, de l'adaptation des protocoles de remplissage, de la démonstration de la prise en compte du risque d'explosion (certification) et enfin de travaux pré-normatifs. Par ailleurs, au même titre que lorsque l'hydrogène est utilisé sur des sites industriels, il sera nécessaire d'envisager l'implantation de capteurs pour détecter d'éventuelles fuites. L'autorisation des véhicules à hydrogène à circuler dans les tunnels ou à stationner dans un parking souterrain doit également être expertisée.

Le travail de maîtrise des risques de sécurité mené à la SNCF pour le train à hydrogène

La SNCF travaille à la maîtrise des risques de la conception, exploitation, avitaillement, jusqu'à la maintenance.

Au stade de la conception, un travail est mené avec le constructeur Alstom sur l'intégration des systèmes hydrogène pour évaluer la résistance aux différents types de chocs et pour limiter et contrôler les fuites.

Concernant le stockage et l'avitaillement, la SNCF travaille de concert avec les énergéticiens et les services de l'État (DREAL, DGPR) sur l'interface entre le train et la station. La réglementation nécessite d'être adaptée.

Pour la sécurité de l'exploitation, un travail est réalisé sur des fuites potentielles avec l'INERIS et la DGITM, avec des simulations de fuite dans un tunnel ou une gare souterraine. Les trains à hydrogène ne pourront circuler que dans les tunnels inférieurs à 5 km. En outre, le stockage de l'hydrogène est réalisé dans plusieurs réservoirs, de sorte qu'une fuite sera limitée en quantité. Un système de détection sera mis en place. Enfin, des batteries offriront une capacité de traction supplémentaire pour que le train ne soit pas arrêté dans le tunnel.

La sécurité de la maintenance du train porte sur l'analyse des risques dans les technocentres. Le matériel sera purgé de l'hydrogène résiduel avant d'entrer dans l'établissement. Au cas où cette purge n'aurait pas été réalisée, des capteurs détecteront les éventuelles fuites.

Le **stockage en cavité** nécessite d'évaluer les pertes d'hydrogène par diffusion à travers les roches ou les puits d'accès ou encore les interactions, de nature géochimique et biologique entre l'hydrogène et la cavité. Le **transport par canalisation** nécessite d'évaluer la compatibilité des matériaux des canalisations avec l'hydrogène (cf. 2^{ème} partie), l'adéquation des dispositifs de sécurité et la conversion métrologie gaz.

Il s'avère indispensable **d'étudier et d'améliorer la fiabilité et la robustesse des composants**, par exemple les compresseurs ou des composants domestiques (bruleur) en cas d'utilisation d'hydrogène pour le chauffage ou des composants des voitures. La problématique se pose de manière accrue pour les composants de sécurité, qu'il s'agisse de leur compatibilité avec l'hydrogène, de leur tenue dans le temps (cyclage) ou de l'adaptation à un usage non industriel, qui implique des possibilités moindres en termes de maintenance et de tolérance aux erreurs.

Pour l'ensemble des usages, un travail doit être mené sur la **formation et la certification des compétences de la nouvelle main-d'œuvre du secteur de l'hydrogène**. Cette formation concerne d'abord les techniciens de maintenance (notamment pour les matériels ATEX et ESP), les techniciens d'exploitation, les ingénieurs (conception, réglementation, analyse de risques, ATEX), mais aussi les décideurs publics au niveau des territoires, qui doivent acquérir une connaissance des risques et du cadre réglementaire et une culture de sécurité. Les futurs utilisateurs devront également être sensibilisés. L'INERIS travaille avec les services de secours sur les interventions d'accidents à hydrogène compte tenu de l'invisibilité de la flamme, qui nécessite l'équipement en capteurs de température. L'École

nationale supérieure des officiers de sapeurs-pompiers (ENSOSP) a mis au point les procédures d'intervention en situation accidentelle impliquant de l'hydrogène et forme les compagnies de pompiers en France.

Enfin, il conviendra de capitaliser sur les retours d'expérience des accidents et des incidents. Une base de données européenne (HIAD) vient d'être mise en place et est gérée par le Centre commun de recherche européen. Selon l'INERIS, l'accident en Norvège semble avoir eu pour cause un problème de conception initiale des réservoirs, mais aussi des facteurs humains, notamment sur la phase de montage de la station, une procédure de serrage de boulon n'ayant pas été respectée. Cet accident soulève l'importance de la formation et du facteur humain, de la détection d'hydrogène, ainsi que de la nécessité d'approfondir la compréhension des mécanismes d'inflammation⁸⁰.

Ces axes de travail doivent être accompagnés d'adaptations du cadre réglementaire. Concernant les installations classées, une adaptation récente a eu lieu pour le déploiement des stations-service. Concernant la mise sur le marché des équipements, des directives (DESP, Machine, ATEX, CEM) prévoient que le risque explosion est en partie évalué par auto-certification. Le code du travail (ATEX) nécessite des guides d'application de la réglementation pour définir des scénarios de référence. L'homologation des véhicules et des composants est prise en charge par la réglementation européenne ((EC) 79/2009 et R 134), laquelle nécessite d'être complétée à partir de 2022 pour la mobilité lourde, l'hydrogène liquide et la mobilité légère (deux-roues, tricycles et quadricycles). Une réglementation spécifique à l'hydrogène doit être développée pour encadrer la sécurité des transports ferroviaire, naval, fluvial, aérien ou encore les infrastructures de parking, ports, aéroports et tunnels.

Les organisations internationales de standardisation (ISO et IEC) disposent de comités techniques sur les technologies de l'hydrogène (TC 197) et les piles à combustible (TC 105). Chaque comité a développé des standards internationaux sur la sécurité couvrant la production, le stockage et son utilisation avec des PAC et en développe des nouveaux pour répondre aux nouvelles applications⁸¹. Ces standards servent souvent de bases pour les réglementations nationales et européennes. Il apparaît donc opportun d'intensifier la participation française dans les activités de normalisation et de coopération internationale sur les enjeux de sécurité.

Enfin, les assureurs devront mener une analyse approfondie sur les risques liés à des usages non industriels pour pouvoir assurer le risque hydrogène dans la mobilité ou l'usage résidentiel, qui n'est, à ce jour, pas réassurable.

⁸⁰ L'hypothèse selon laquelle cette dernière aurait été causée par l'impact du jet d'hydrogène sur les graviers n'a pas encore été vérifiée.

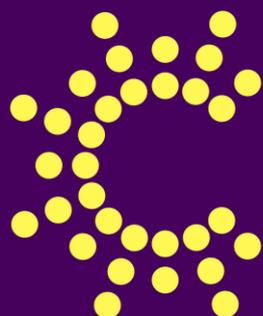
⁸¹ Par exemple, un groupe a été lancé par Alstom à l'IEC sur les trains à hydrogène.

Propositions du groupe de travail sur la sécurité

Introduire dans les conditions d'éligibilité aux appels d'offres, notamment territoriaux, des critères relatifs à la sécurité des biens et des personnes.

Mener un travail de fond sur la réglementation et l'usage de l'hydrogène, aussi bien dans le domaine du transport que dans celui de l'habitat.

Intensifier la participation française dans les activités de normalisation et de coopération internationale sur les enjeux de sécurité.



Comité
de prospective
de la CRE

**ÉCLAIRER
L'AVENIR**