



Observatoire
de la sécurité des flux
et des matières énergétiques

ENJEUX GÉOSTRATÉGIQUES DE L'HYDROGÈNE

Une filière au cœur de la transition énergétique

RAPPORT #11 – Décembre 2021



À PROPOS DE L'OBSERVATOIRE	4
À PROPOS DES AUTEURS	5
AVANT-PROPOS	7
CARTE : MULTIPLICATION DES PROJETS DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE DANS LE MONDE	8
CARTE : DES PROJETS EN GRANDE MAJORITÉ THÉORIQUES ET PEU AVANCÉS	9
CARTE : UNE PRODUCTION D'HYDROGÈNE ENCORE BLEUE ET TRÈS CONCENTRÉE EN 2021	10
INTRODUCTION	11
I – LES ENJEUX STRATÉGIQUES DE L'INDUSTRIE DE L'HYDROGÈNE	13
LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE ET SES PERSPECTIVES	13
LES USAGES ACTUELS ET FUTURS DE L'HYDROGÈNE	15
FOCUS SUR LES TRANSPORTS	16
FOCUS SUR LA PRODUCTION ET LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ	20
LES CONDITIONS D'ÉMERGENCE D'UN MARCHÉ DE L'HYDROGÈNE	23
LE NÉCESSAIRE SOUTIEN DES POUVOIRS PUBLICS	23
LES INDISPENSABLES INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT ET DE STOCKAGE	26
LA COMPÉTITIVITÉ D'UNE OFFRE HYDROGÈNE BAS-CARBONE	28
FOCUS SUR TROIS MAILLONS CLÉS DE LA CHAÎNE DE VALEUR DE L'HYDROGÈNE	31
LA PRODUCTION D'ÉLECTROLYSEURS	31
LA PILE À COMBUSTIBLE	33
LES CARBURANTS À BASE D'HYDROGÈNE	35
II – LES GRANDES PUISSANCES DE L'HYDROGÈNE	37
LE JAPON : UN IMPÉRATIF DE SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE	38
LA CORÉE DU SUD : DES AMBITIONS INDUSTRIELLES	41
L'UNION EUROPÉENNE : LA DÉCARBONATION POUR MOTEUR	44
FOCUS SUR L'ALLEMAGNE : UN POSITIONNEMENT D'IMPORTATEUR ASSUMÉ	47
FOCUS SUR LA FRANCE : L'AMBITION DE LA SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUE	48
LES AUTRES PAYS EUROPÉENS	49
L'AUSTRALIE : UN PROFIL D'EXPORTATEUR	50
LES ÉTATS-UNIS : LE RETOUR D'UN GÉANT	52

LA CHINE : PREMIER UTILISATEUR MONDIAL D’H₂	54
LA RUSSIE : UNE STRATÉGIE DÉFENSIVE	55
AILLEURS DANS LE MONDE	59
III – LES FUTURS RAPPORTS DE FORCES DE L’HYDROGÈNE	60
LES FACTEURS CLÉS DE LA PUISSANCE	60
LA MAITRISE DES TECHNOLOGIES DE L’HYDROGÈNE	62
LA DÉFINITION DE NORMES ET STANDARDS INTERNATIONAUX	62
LA MATRICE DE LA GÉOGRAPHIE DES ÉCHANGES D’H₂	64
4 PROFILS D’ACTEURS SUR L’ÉCHIQUIER MONDIAL DE L’H₂	66
LES FUTURS FOURNISSEURS MAJEURS :	
AUSTRALIE, MAROC, CHILI	66
LES FOURNISSEURS CONTRAINTS PAR DE FAIBLES RESSOURCES EN EAU :	
LE MOYEN-ORIENT ET L’AFRIQUE DU NORD	67
LES PAYS RICHES EN RESSOURCES MAIS LIMITÉS PAR MANQUE D’INFRASTRUCTURES :	
LA RUSSIE ?	68
LES GRANDS PAYS IMPORTATEURS, PAR CHOIX OU PAR CONTRAINTE :	
L’UE, LE JAPON, LA CORÉE DU SUD	68
LES ACTEURS À LA CROISÉE DES CHEMINS :	
LES ETATS-UNIS, LA CHINE ET L’INDE	69
LES RISQUES STRATÉGIQUES LIÉS À LA DÉPENDANCE AUX IMPORTATIONS D’H₂	70
CONCLUSION	72
LES ABBRÉVIATIONS	75
LES SOURCES	76
LES SOURCES	76
BIBLIOGRAPHIE	76



Observatoire
de la sécurité des flux
et des matières énergétiques

L'**Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques (OSFME)** est coordonné par l'Institut de relations internationales et stratégiques (**IRIS**), en consortium avec **Enerdata** et **Cassini**, dans le cadre d'un contrat avec la direction générale des Relations internationales et de la Stratégie (**DGRIS**) du ministère des Armées.

Plusieurs autres rapports de l'Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques (OSFME) sont déjà accessibles en ligne sur :

www.iris-france.org/observatoires/observatoire-securite-flux-energie/

Septembre 2019	Rapport #1 - La Belt and Road Initiative et la stratégie de sécurisation des approvisionnements énergétiques chinois en Afrique
Décembre 2019	Rapport #2 - Les investissements chinois, russes et américains dans le secteur énergétique européen
Mars 2020	Rapport #3 - Les nouvelles configurations des marchés du GNL et leurs implications géopolitiques
Juin 2020	Rapport #4 - La compétition internationale pour les technologies bas carbone : vers une nouvelle géopolitique de l'énergie ?
Septembre 2020	Rapport #5 - Les stratégies nucléaires civiles de la Chine, des États-Unis et de la Russie
Décembre 2020	Rapport #6 - L'alliance européenne des batteries : enjeux et perspectives européennes
Mars 2021	Rapport #7 - Les perspectives d'évolution des biocarburants : jeux des acteurs et enjeux fonciers
Juin 2021	Rapport #8 - Les enjeux énergétiques des pays rive sud de la Méditerranée : Algérie, Libye, Égypte
Septembre 2021	Rapport #9 - Les stratégies de transition énergétique des armées : Allemagne Australie Canada Danemark États-Unis Pays-Bas Royaume-Uni
Décembre 2021	Rapport #10 – Les enjeux géostratégiques de la filière hydrogène Une filière au cœur de la transition énergétique

Pierre Laboué

Pierre Laboué est chercheur à l'IRIS au sein du programme « Climat, énergie et sécurité ». Spécialisé sur les questions énergétiques, en particulier l'industrie pétro-gazière, il pilote l'Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques pour le compte de la DGRIS du ministère des Armées. Il enseigne à l'IRIS Sup et gère la formation Enjeux géostratégiques de l'énergie. Avant de rejoindre l'IRIS, Pierre Laboué a travaillé à The Oil & Gas Year, Xerfi et à l'ambassade de France en Ouzbékistan comme attaché économique.

À PROPOS DES AUTEURS

Présentation par ordre alphabétique de nom de famille

Philippe Copinschi

Philippe Copinschi est un expert des questions énergétiques internationales et africaines, sur lesquelles il travaille depuis 20 ans. Il a notamment été consulté par plusieurs organisations internationales, dont l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), et des think tanks réputés dont Chatham House (Londres), le CERI (Paris), le Policy Center for the New South (ex-OPC Policy Center, Rabat). Il dispense plusieurs cours sur la géopolitique de l'énergie et sur l'Afrique à la Paris School of International Affairs (PSIA) et à l'École des Affaires publiques de Sciences Po Paris, ainsi que sur le campus de Sciences Po Reims.

Manfred Hafner

Manfred Hafner est professeur d'études internationales sur l'énergie à la Johns Hopkins University School of Advanced International Studies (SAIS-Europe) et à l'École des affaires internationales de Sciences Po Paris (PSIA). Il est aussi coordinateur scientifique du programme de recherche "Future Energy" de la Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM). Au cours de ses 35 années de carrière, Manfred Hafner a conseillé un très grand nombre de gouvernements, d'organisations internationales et d'acteurs industriels sur les questions énergétiques.

À PROPOS DU CARTOGAPHE

David Amsellem

David Amsellem a travaillé plusieurs années en tant que consultant indépendant pour des entreprises et groupes multinationaux. Il décide de créer le cabinet de conseil Cassini, pour promouvoir la géographie et la carte géopolitique comme outil d'analyse, de communication et d'aide à la décision. Docteur en géopolitique, David Amsellem s'est spécialisé dans les questions d'aménagement urbain, de transport public et de gestion des ressources énergétiques, en particulier au Proche et au Moyen-Orient.

AVERTISSEMENT

L'Observatoire de la sécurité des flux et matières énergétiques (OSFME) a vocation à contribuer au débat public sur les questions d'énergie et de sécurité. Les publications et les analyses de l'OSFME n'engagent que leurs auteurs et ne peuvent d'aucune manière être attribuées au ministère des Armées.

AVANT-PROPOS

L'hydrogène décarboné est au cœur des stratégies de transitions énergétiques de nombreuses grandes puissances, dont l'Union européenne et ses États membres. Ce nouveau vecteur énergétique doit permettre de décarboner des secteurs industriels, stocker de l'électricité et propulser la mobilité de demain, en particulier là où l'électrification directe est difficile. C'est une véritable révolution verte à même de bouleverser la géopolitique de l'énergie au niveau global. Pour s'imposer et maîtriser cette nouvelle industrie, la France y investira 7 Md€ à l'horizon 2030 tandis que l'Allemagne est prête à aller jusqu'à 9 Md€. Mais l'UE et les pays européens ne sont pas les seuls en lice. Le Japon, la Corée du Sud, l'Australie, la Chine ou encore les États-Unis ont également engagé d'ambitieuses stratégies de développement de la filière hydrogène. Alors que la chaîne de valeur de l'hydrogène est plus complexe que pour les hydrocarbures, à quoi ressemblera la future géopolitique et géoéconomie de l'hydrogène ? Qui seront les grandes puissances de l'hydrogène et quelles sont leurs stratégies pour s'imposer à l'international ? Quelles nouvelles dépendances géostratégiques pourraient émerger pour l'UE et comment compte-t-elle y faire face ?

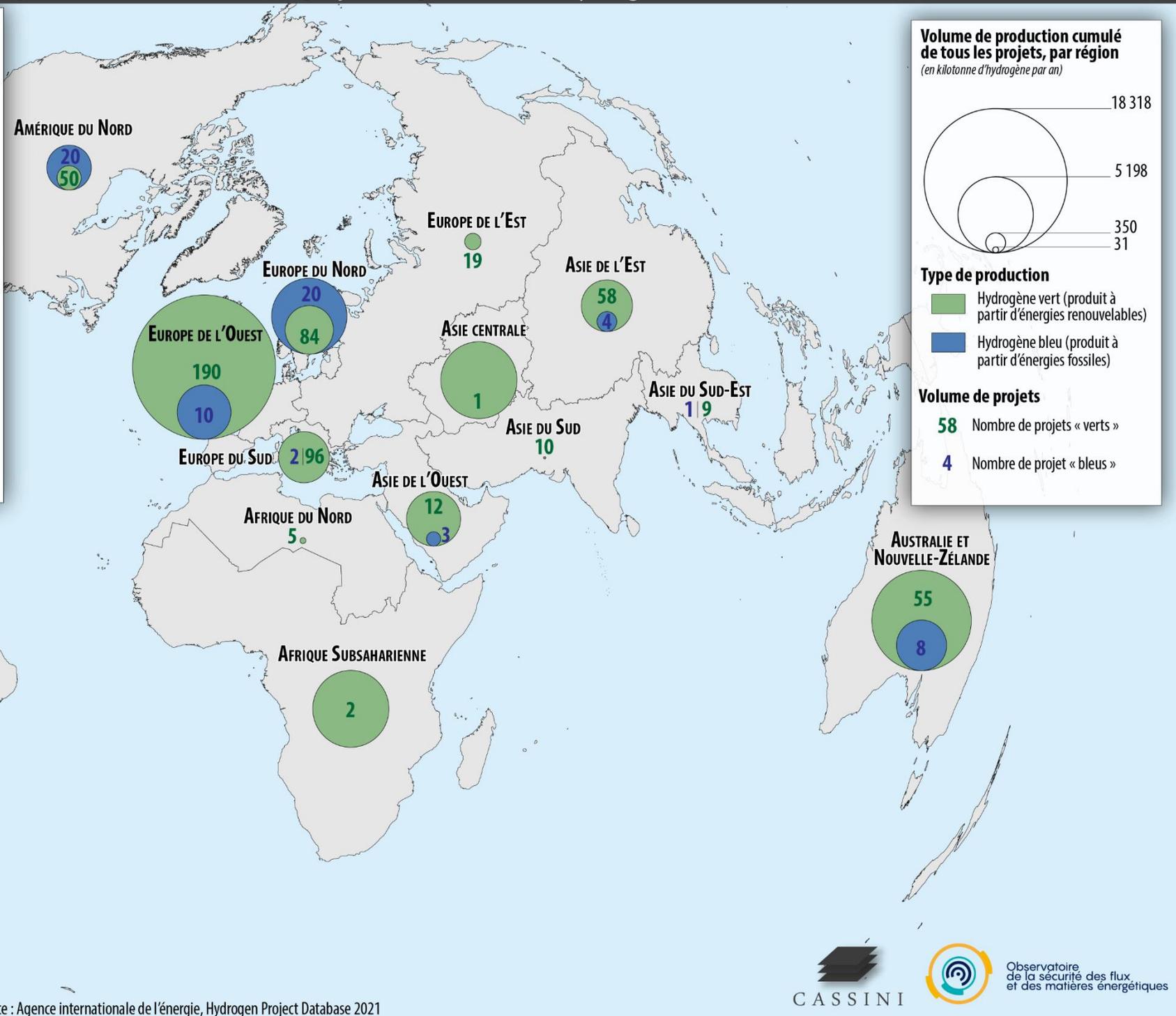
Multiplication des annonces de projets de production d'hydrogène dans le monde entier

Les capacités de production des différents projets sont variables d'une région à l'autre. L'Asie centrale et l'Afrique Subsaharienne n'ont actuellement qu'un ou deux projets mais avec une très grande ambition de production.

À l'inverse, l'Amérique du Nord cumule 70 projets avec des capacités de production moindre.

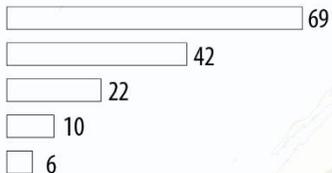
La tendance des projets va vers l'hydrogène vert, produit à partir d'énergies renouvelables, à l'exception de l'Europe du Nord et l'Amérique du Nord dominé par l'hydrogène bleu, produit à partir d'énergie fossile mais utilisant des technologies de capture et de stockage du CO₂.

Or, ce sont ces deux régions qui représentent aujourd'hui la quasi-totalité de la production effective d'hydrogène dans le monde.



Des projets de production d'hydrogène encore largement théoriques et peu avancés

NOMBRE DE PROJETS PAR RÉGION



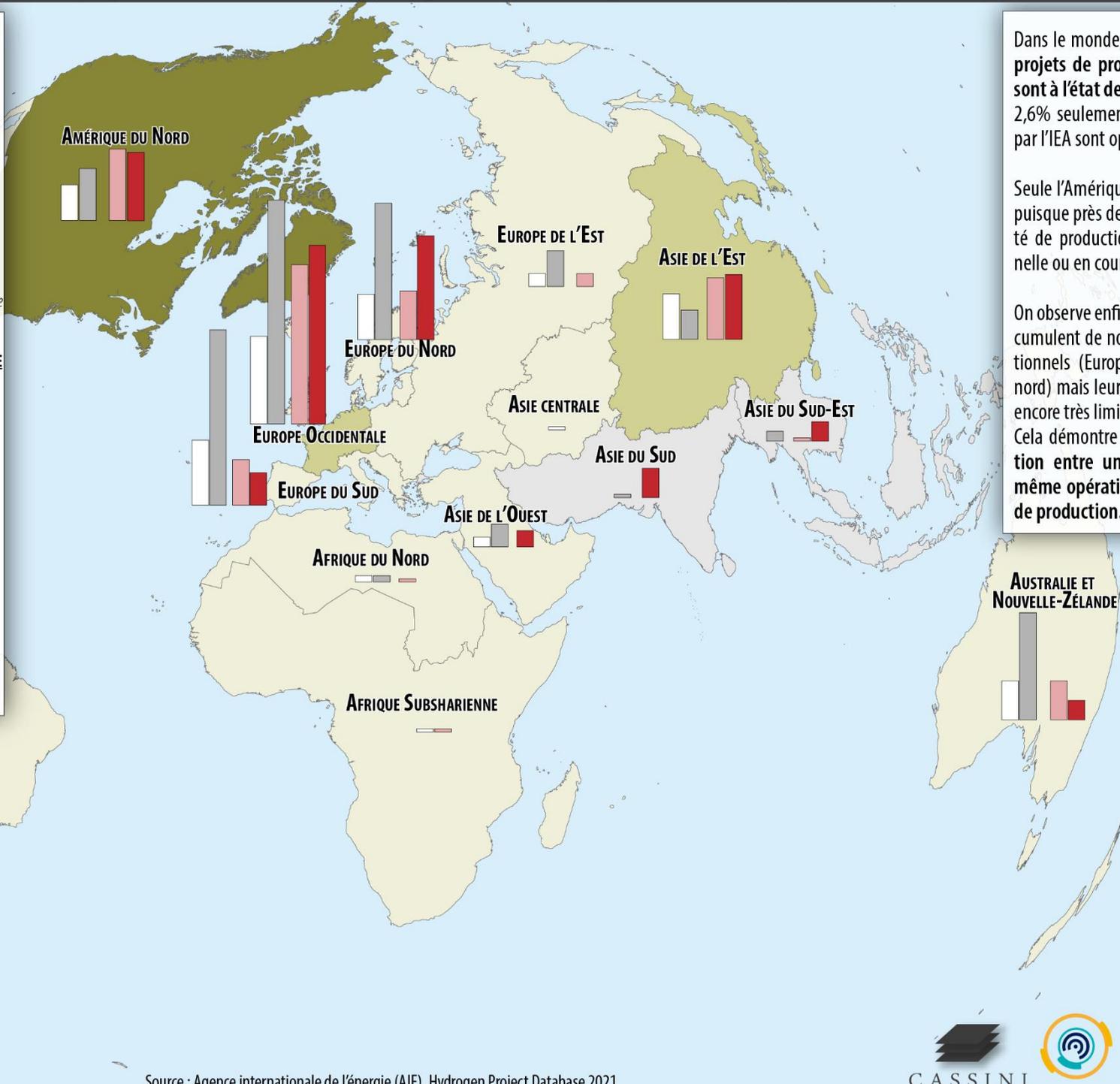
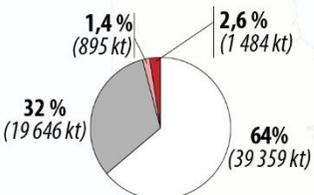
PROJET SELON LEUR ÉTAT D'AVANCEMENT



PART DE LA PRODUCTION THÉORIQUE DES PROJETS À L'ÉTAT DE CONCEPT OU À L'ÉTUDE



Volume de production mondiale des projets, par état d'avancement



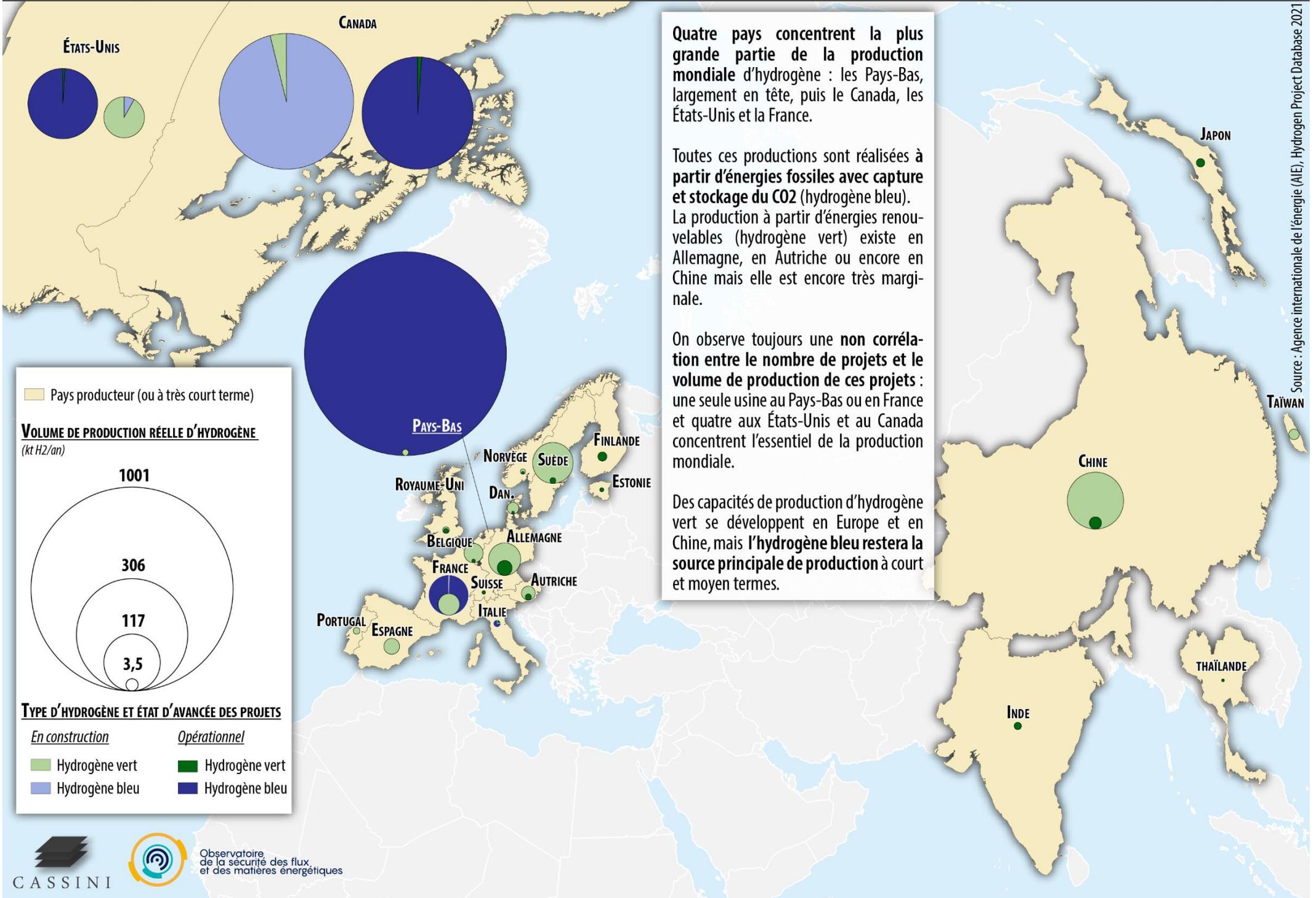
Dans le monde, la quasi-totalité des projets de production d'hydrogène sont à l'état de concept ou à l'étude : 2,6% seulement des projets recensés par l'IEA sont opérationnel.

Seule l'Amérique du Nord se distingue puisque près de la moitié de sa capacité de production est déjà opérationnelle ou en cours de construction.

On observe enfin que certaines régions cumulent de nombreux projets opérationnels (Europe, Asie, Amérique du nord) mais leurs capacités réelles sont encore très limitées.

Cela démontre l'absence de corrélation entre un volume de projets, même opérationnels, et un volume de production.

Les capacités de production mondiale d'hydrogène en 2021 : majoritairement bleues et concentrées dans quelques pays



INTRODUCTION

Plusieurs contraintes structurent les politiques énergétiques des États. Trois sont fondamentales : la sécurité des approvisionnements, le coût et, depuis plus récemment, l'impact environnemental, et en particulier l'impact climatique. L'attention grandissante portée à cette troisième dimension bouleverse la géopolitique de l'énergie. Alors que les énergies fossiles sont mises au ban, l'hydrogène pourrait devenir l'un des rouages essentiels des futurs systèmes énergétiques, avec des conséquences sur les dimensions géopolitiques et économiques.

Après un premier emballement, vite retombé, au début des années 2000, l'hydrogène connaît actuellement une véritable renaissance. Il est considéré comme un élément potentiellement clé des stratégies de décarbonation des systèmes énergétiques. À l'heure actuelle, la production et la consommation d'hydrogène demeurent marginales. Mais de nombreux gouvernements ont, au cours de ces dernières années, annoncé d'ambitieuses stratégies de développement de la filière. Selon le scénario Zéro émission nette (*Net Zero Emissions Scenario*, NZE) de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la part de l'hydrogène dans la consommation finale d'énergie mondiale (y compris les carburants produits à base d'hydrogène) pourrait passer de moins de 0,1 % en 2020 à 10 % en 2050, et contribuer à 6 % des réductions des émissions globales de CO₂ sur cette même période.

L'hydrogène est un vecteur énergétique très polyvalent. De nombreuses substances, comme l'eau, la biomasse et des ressources fossiles, contiennent de l'hydrogène, qui peut en être extrait en utilisant n'importe quelle source d'énergie (charbon, pétrole, gaz naturel, biomasse, renouvelables et nucléaire) grâce à une très grande variété de technologies (reformage, gazéification, électrolyse, pyrolyse, fractionnement de l'eau, etc.). L'hydrogène peut aussi être présent à l'état naturel mais son exploitation demeure à ce stade limitée et ne fait pas partie du périmètre de ce rapport.

L'essor d'une filière hydrogène pose plusieurs défis. Du côté de la demande, il s'agit de développer l'usage de l'hydrogène, en remplacement des énergies fossiles (en particulier dans les secteurs dont la décarbonation est difficile à atteindre, comme le transport aérien et maritime, la sidérurgie, etc.), et en développant de nouveaux usages (notamment pour le stockage de l'énergie). Du côté de l'offre, il s'agit de s'assurer que la production d'hydrogène soit décarbonée, puisque la raison d'être du développement d'une filière de l'hydrogène est de parvenir à la neutralité carbone.

Des couleurs sont généralement utilisées pour désigner différentes méthodes de production d'hydrogène. On distingue ainsi principalement l'hydrogène gris pour l'hydrogène produit par vaporeformage du méthane (*Steam Methane Reforming, SMR*) sans séquestration géologique du carbone, le bleu produit à partir de combustibles fossiles avec capture, utilisation et stockage du carbone (*Carbon Capture, Utilization, and Sequestration, CCUS*), le vert produit à partir d'électricité de source renouvelable, le brun ou noir produit par gazéification du charbon, le jaune produit à partir du nucléaire, etc. Cette nomenclature ne fait pas l'objet d'un consensus et n'est d'ailleurs pas adoptée par l'AIE qui préfère distinguer l'hydrogène bas-carbone, produit à partir d'énergies renouvelables ou d'énergies fossiles avec CCUS (ou éventuellement de nucléaire), et l'hydrogène carboné, issu d'énergies fossiles sans CCUS. L'hydrogène décarboné est défini par l'UE comme ayant une intensité d'émissions de GES sur le cycle de vie inférieure à 3 tonnes de CO₂ par tonne d'hydrogène.

Note : Le choix de l'AIE de classer l'hydrogène bleu, produit à partir d'énergie fossile avec capture, utilisation et stockage du carbone, dans une catégorie générale « bas-carbone », au même titre que l'hydrogène vert, ne fait pas l'unanimité. Ce choix illustre un biais technophile, dont fait habituellement preuve l'AIE. Les autorités européennes (et en particulier allemandes) font d'ailleurs explicitement la distinction entre ces deux types d'hydrogène, vert et bleu, et affirment ne vouloir considérer à long terme que la production d'hydrogène vert comme énergie totalement décarbonée et durable. Deux raisons à cela. D'une part, il y aura toujours des émissions de CO₂ en amont de la production d'hydrogène bleu, liées aux fuites lors de la production et du transport du méthane. D'autre part, les technologies de reformage du gaz ne permettent pas de capturer la totalité du CO₂ généré par le processus. En appliquant un taux de captage supposé de 90 %, le vaporeformage avec CCUS (hydrogène bleu) implique des émissions d'une tonne de CO₂ par tonne d'hydrogène produite (en plus de nécessiter des installations de stockage de carbone importantes, dont on ne peut assurer la totale étanchéité sur le long terme).

Qu'il soit bleu ou vert, la course à la maîtrise des technologies liées à la production, au stockage, au transport et à l'utilisation de l'hydrogène représente un enjeu économique et industriel majeur. Sans compter qu'avec le développement de la production et des usages se profile la création d'un marché, au moins à l'échelle régionale, peut-être à l'échelle globale, porteur de nouvelles dynamiques et de nouvelles vulnérabilités d'approvisionnements. Ce rapport se propose d'en faire la synthèse.

I – LES ENJEUX STRATÉGIQUES DE L'INDUSTRIE DE L'HYDROGÈNE

LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE ET SES PERSPECTIVES

La production mondiale d'hydrogène s'est élevée en 2020 à 90 millions de tonnes (Mt), dont la quasi-totalité est faite à partir de combustibles fossiles, soit dans des usines de production d'hydrogène dédiées (80 % de la production), soit en tant que sous-produit du processus de raffinage (la reformation du naphta en essence donnant de l'hydrogène). Au total, les émissions directes induites par la production mondiale d'hydrogène s'élevaient à environ 900 Mt de CO₂ annuelles en 2020, soit l'équivalent de trois fois et demie des émissions de CO₂ de la France.

Le gaz naturel est la principale source pour la production d'hydrogène (60 % de la production mondiale), le vaporeformage du méthane étant la méthode dominante de production. La consommation de gaz naturel pour la production d'hydrogène s'élevait ainsi à 240 Gm³ en 2020 (6 % de la demande mondiale de gaz). Le charbon, dont 2 % de la production mondiale est dédiée à la production d'hydrogène (principalement en Chine), permet de produire près de 20 % de la production d'hydrogène. Le pétrole et l'électricité sont à la source du reste de la production dédiée.

Plusieurs options technologiques existent pour produire de l'hydrogène décarboné : à partir d'eau et d'électricité *via* une électrolyse ; à partir d'énergie fossile (gaz ou charbon) avec capture, utilisation et stockage du carbone (CUSC) ; à partir de bioénergies par un procédé de gazéification de la biomasse ; ou encore par pyrolyse du méthane. Encore essentiellement expérimentale, cette dernière technique, consistant à décomposer le méthane (CH₄) en hydrogène et carbone par élévation de la température, suscite un intérêt grandissant des industriels car elle offre plusieurs avantages, dont l'absence d'émissions directes de CO₂ (car seul du carbone pur sous forme solide est produit), une consommation d'électricité beaucoup plus faible que pour l'électrolyse et aucune consommation d'eau. Les émissions globales de gaz à effet de serre (GES) sur le cycle de vie du vaporeformage avec CUSC et de la pyrolyse sont comparables, en prenant compte des émissions générées par les fuites de méthane et celles liées au besoin de chaleur pour la pyrolyse.

Quelle que soit la méthode, la production d'hydrogène bas carbone est encore, à l'heure actuelle, insignifiante : moins de 30 000 tonnes par électrolyse (0,03 % de la production totale d'hydrogène) et à peine 0,7 Mt pour le gaz naturel avec CCUS (0,7 %) en 2020. Elle pourrait cependant croître rapidement au cours des dix prochaines années, grâce aux quelque 350 projets de production d'hydrogène électrolytique en cours de développement. Ces projets devraient permettre de porter la production d'hydrogène par électrolyse à 5 Mt par an en 2030, voire à 8 Mt en prenant également en compte les projets qui ne sont encore qu'à un stade de développement précoce. Cela reste néanmoins très en-dessous du niveau qu'il faudrait atteindre (12 Mt) pour remplir les objectifs que se sont fixés les gouvernements et ne représente qu'une fraction des 80 Mt qu'il faudrait produire à cette date dans le cadre du scénario Zéro émission nette de l'AIE. De leur côté, la cinquantaine de projets utilisant des combustibles fossiles avec des solutions de CUSC devraient permettre de produire 9 Mt annuelles, également très en-dessous des 60 Mt prescrites dans le scénario Zéro émission nette. Seule une demi-douzaine de projets de production d'hydrogène par pyrolyse du méthane est actuellement recensée par l'AIE, pour la plupart en Australie et aux Etats-Unis, à des stades encore précoces de développement.

Signe des espoirs mis dans la filière hydrogène, l'AIE estime qu'en 2050, sa production mondiale pourrait atteindre, selon les scénarios, entre 250 Mt (dont la moitié à partir d'électrolyse et 15 % à partir de combustibles fossiles avec CCUS, ce qui correspond à une capacité globale d'électrolyseurs de 1 350 GW) et 500 Mt (60 % par électrolyse et 36 % à partir de combustibles fossiles avec CCUS, soit une capacité d'électrolyseurs installée de 3 600 GW). Dans ce dernier cas de figure, la production d'hydrogène absorberait près de 20 % de la demande mondiale d'électricité et la moitié de la demande mondiale de gaz naturel.

A noter que la production d'hydrogène requiert de l'eau. Si la quantité d'eau nécessaire pour pratiquer une électrolyse est relativement limitée (9 kg d'eau par kilo d'hydrogène), elle augmente pour l'hydrogène produit à partir de gaz naturel avec CUSC (13 à 18 kg) et explose dans le cas du charbon (40 à 85 kg d'eau par kilo d'hydrogène). Cette contrainte pourrait peser sur les capacités de développement de la production d'hydrogène dans les régions en stress hydrique.

LES USAGES ACTUELS ET FUTURS DE L'HYDROGÈNE

La demande mondiale en hydrogène (90 Mt en 2020), en hausse de 50 % sur les vingt dernières années, émane essentiellement du secteur du raffinage (40 Mt, soit 45 % de la demande globale), de l'industrie chimique, qui utilise l'hydrogène comme matière première pour la production d'ammoniac (34 Mt) et de méthanol (11 Mt), et de la sidérurgie (5 Mt). Les trois-quarts (70 Mt) de la demande portent sur de l'hydrogène pur et un quart (20 Mt) sur de l'hydrogène mélangé avec des gaz contenant du carbone (en particulier pour la production de méthanol). La région Asie-Pacifique représentait en 2020 la moitié de la demande mondiale d'hydrogène, dont 25 Mt pour la Chine et l'Inde (7 Mt), suivies par l'Amérique du Nord (14 Mt), le Moyen-Orient (11 Mt) et l'Union européenne (7 Mt).

L'objectif de neutralité carbone d'ici 2050 nécessite une utilisation de l'hydrogène beaucoup plus large qu'aujourd'hui dans les applications existantes (notamment l'industrie chimique) et la création de nouveaux usages pour l'hydrogène et les carburants à base d'hydrogène. Les applications de l'hydrogène sont multiples. Consommé pur dans un électrolyseur, il peut produire de l'électricité. Mélangé à du gaz naturel (voire utilisé seul en remplacement du gaz naturel), il peut remplir les mêmes fonctions essentielles (production de chaleur et d'électricité) avec une empreinte carbone réduite. Utilisé comme intrant chimique, il permet la fabrication de carburants de synthèse (partiellement) substituables aux carburants fossiles.

Les secteurs et applications susceptibles de représenter des nouveaux débouchés pour l'hydrogène sont principalement ceux les plus difficiles à décarboner parce que l'électrification directe est délicate ou coûteuse à mettre en œuvre.

Il s'agit en premier lieu des **transports**, un secteur encore dépendant à 90 % des produits pétroliers et responsable de plus de 20 % des émissions mondiales de GES et d'un quart de la demande finale d'énergie. À ce jour, l'utilisation de l'hydrogène dans le secteur des transports est infime (moins de 0,01 % de l'énergie consommée), mais elle est appelée à se développer. Si son usage dans le transport routier (en particulier les voitures individuelles et les véhicules légers) semble peu probable en raison de la concurrence des batteries, il existe un consensus sur le rôle central que jouera à l'avenir l'hydrogène (en particulier sous la forme de carburants à base d'hydrogène) dans les segments du transport les plus difficiles à électrifier. Pour le transport maritime à longue distance et l'aviation long-courrier, où le poids des batteries est prohibitif, les carburants liquides présentent de nombreux avantages par rapport à l'hydrogène, notamment une meilleure densité énergétique.

Le second débouché potentiel est celui de **l'industrie lourde**. Beaucoup d'espoirs reposent sur l'hydrogène pour parvenir à la décarbonation de l'industrie (en particulier pour la production d'acier, de ciment, de verre, etc. pour lesquelles les alternatives non carbonées sont limitées),

mais les technologies nécessaires pour y parvenir sont encore à un stage précoce de développement, à l'exception de quelques projets pilotes, notamment celui d'une aciérie à l'hydrogène décarboné en Suède. Pour d'autres secteurs industriels qui nécessitent des très hautes températures, l'hydrogène sera en compétition avec d'autres solutions technologiques, dont l'électrification directe. Le secteur de l'industrie devrait absorber une majeure partie de la demande en hydrogène à l'horizon 2050 (140 Mt dans le scénario Zéro émission nette de l'AIE), devant celui des transports (100 Mt).

Enfin, l'hydrogène dispose de débouchés dans le secteur de **l'énergie** pour produire électricité et chaleur en substitution au gaz naturel dans des chaudières au gaz, ou pour stocker de l'électricité, à court terme (pour pallier l'intermittence de l'énergie éolienne et solaire), et à long terme (en offrant un moyen de stockage saisonnier de l'énergie).

FOCUS SUR LES TRANSPORTS

Transport routier

Parce qu'elle n'émet aucune émission locale de polluant, est silencieuse, possède un rendement élevé (du moins à faible charge c'est-à-dire à 15 ou 20 % de sa puissance maximale), et offre, lorsqu'elle équipe une voiture, l'agrément de la propulsion électrique, la pile à combustible à l'hydrogène a depuis longtemps été identifiée comme une alternative possible aux moteurs thermiques à carburants fossiles dans l'automobile. Certains pays, dont le Japon et la Corée du Sud, ont d'ailleurs largement encouragé le développement et l'adoption de ces véhicules électrique à pile à combustible (VEPC). Pourtant, malgré la baisse du coût de fabrication des piles à combustible pour automobile (d'environ 70 % depuis 2008), les ventes de VEPC sont restées marginales, cantonnées à quelques pays dont la Corée du Sud, les États-Unis (Californie), la Chine et le Japon. Quelque 43 000 VEPC circulaient à la mi-2021 dans le monde (contre plus de 11 millions de voitures électriques), dont un cinquième étaient des bus ou des camions (essentiellement en Chine).

Avec près de 15 000 voitures et plus de 50 bus sur les routes mi-2021, la **Corée du Sud** est le premier marché mondial des véhicules électrique à pile à combustible (VEPC), grâce notamment à un très généreux programme gouvernemental de subventions à l'achat couvrant environ la moitié du prix d'achat (autour de 60 000 euros) du principal modèle sur le marché local, la Hyundai *NEXO* produite dans le pays. Dans la feuille de route du gouvernement coréen (*Hydrogen Economy Roadmap*, 2019), les objectifs de VEPC sont fixés à 2,9 millions de voitures, 80 000 taxis, 40 000 bus et 30 000 camions d'ici 2040, avec un objectif intermédiaire de 200 000 VEPC en 2025.

Les **États-Unis** disposent actuellement de la deuxième flotte de VEPC (près de 10 000 mi-2021, auxquels s'ajoutent près de 25 000 chariots élévateurs), essentiellement en Californie, qui a annoncé son souhait de déployer 1 million de VEPC d'ici 2030.

La **Chine**, qui accueille actuellement la troisième flotte de VEPC dans le monde (environ 8 500 unités), a surtout déployé des autobus et camions à pile à combustible. Les objectifs affichés par la Chine sont néanmoins très ambitieux, avec entre 50 000 et 100 000 VEPC sur les routes en 2025 et un million d'ici 2035.

Le **Japon** comptait quant à lui quelque 5 500 voitures ainsi qu'une centaine de bus à pile à combustible en circulation mi-2021. Ses objectifs futurs pour les FCEV incluent 800 000 voitures particulières, 1 200 bus et 10 000 chariots élévateurs d'ici 2030.

En **Europe**, à peine 2600 FCEV sont actuellement en circulation (dont plus de 1 000 en Allemagne), dont environ 130 bus.

Au vu du déploiement actuel et malgré l'annonce d'objectifs de déploiement très ambitieux, il semble en réalité peu probable que le marché des VEPC se développe à grande échelle sur le segment des voitures particulières et des véhicules légers étant donné la concurrence des voitures électriques. Si certains constructeurs automobiles (BMW, Stellantis, Renault, Daimler, etc.) continuent de proposer quelques modèles à hydrogène en séries limitées et généralement sur des niches, seuls le japonais Toyota et le coréen Hyundai semblent continuer à miser sur cette technologie. Quasiment tous les autres constructeurs l'ont, plus ou moins définitivement, abandonné au profit du véhicule électrique à batterie. La persistance des ambitions japonaises et coréennes en la matière semblent de plus en plus déconnectées des réalités du marché et de son évolution, et s'explique sans doute par l'inertie des processus de décision et la difficulté pour les décideurs japonais et coréens de se dédire en renonçant à cette facette longtemps essentielle de leurs stratégies hydrogène.

En effet, l'utilisation de l'hydrogène comme source d'énergie pour les voitures particulières se heurte à la réalité des coûts : la pile à combustible n'est pas (et ne sera probablement jamais) économiquement compétitive par rapport aux véhicules électriques (VE). En raison des pertes d'énergie de 30 % subies lors de la production d'hydrogène et des autres pertes d'énergie lors de l'utilisation, l'hydrogène peut être jusqu'à 60 % moins efficace que les VE à batterie dans le secteur des transports. Cela signifie que pour la même consommation d'énergie finale que l'électrification, l'hydrogène renouvelable nécessite 2 à 4 fois plus de capacité d'énergie renouvelable et, par extension, une plus grande surface terrestre ou maritime consacrée à la production de ces énergies renouvelables. De plus, le coût de la production des piles lié à la présence de platine ainsi que leur fiabilité, en particulier la sensibilité des piles à la pureté de l'air et de l'hydrogène, constituent un obstacle majeur à l'adoption des VEPC à grande échelle. Ainsi, même si les VEPC bénéficient de deux atouts

principaux (autonomie du véhicule et rapidité du ravitaillement), les véhicules électriques tendent à réduire leur retard assez rapidement au fur et à mesure que la technologie des batteries s'améliore. L'AIE estime que les VEPC ne devraient représenter que 1 à 3 % des ventes de voitures dans le monde à l'horizon 2030, contre 30 à 60 % pour les VE. Il faudrait, pour que les VEPC trouvent une place sur le marché des voitures individuelles que des limitations au déploiement des VE surviennent par exemple en cas de pénuries des matières premières nécessaires pour les batteries, ou de contraintes excessives sur l'électricité des réseaux résultant d'un trop grand nombre de VE. À terme, certains véhicules à hydrogène seront probablement bien mis sur le marché, mais peu nombreux et sur des niches bien précises comme le fret longue distance, les engins de chantier, l'exploitation minière, etc.

Si son avenir sur le segment des véhicules légers semble bouché, l'hydrogène pourrait par contre représenter une alternative à l'électrique dans le transport routier longue distance grâce à l'autonomie plus grande dont disposent les camions à hydrogène par rapport aux camions électriques. Pourtant, même dans le secteur du fret, souvent mis en avant par les promoteurs de l'hydrogène, le progrès technologique prévisible des batteries (avec les efforts d'innovation de rupture de batteries à état solide ou lithium-soufre par exemple) rend cet avantage incertain sur le moyen et le long terme. Surtout, le développement de l'hydrogène dans le transport routier par le déploiement de véhicules à pile à combustible (voitures ou camions) se heurte à la nécessité de mettre en place toute une nouvelle infrastructure de distribution et de stockage de l'hydrogène sur l'ensemble du réseau routier. Une telle mise en place semble difficilement envisageable alors même qu'à déjà lieu en ce moment le chantier, colossal, du déploiement de l'infrastructure de recharge des VE.

Transport maritime

Dès le début des années 2000, des piles à combustible à hydrogène ont été installées sur des navires côtiers et de courte distance, mais sans déboucher sur une commercialisation de cette technologie. Plusieurs projets, notamment aux États-Unis, dans l'UE et en Norvège, ont récemment été relancés pour équiper des ferries de piles à combustible d'une puissance allant jusqu'à 23 MW en vue d'une exploitation commerciale. L'utilisation directe de l'hydrogène (qu'il soit sous forme gazeuse ou liquide) est également possible mais reste limitée aux navires à courte et moyenne portée, en raison de sa faible densité volumétrique.

Pour les grands navires de haute mer, ce sont les carburants à base d'hydrogène qui sont privilégiés, en particulier l'ammoniac. Les carburants de synthèse sont des carburants de substitution (*drop-in fuel*), ce qui signifie qu'ils peuvent alimenter les moteurs à combustion interne des navires, en remplacement direct des carburants actuels dérivés du pétrole, et utiliser l'infrastructure de distribution existante sans adaptations majeures. Comparé à l'hydrogène en tant que carburant, l'ammoniac est beaucoup plus économe en énergie et pourrait être produit, stocké et distribué à un coût bien inférieur à celui de l'hydrogène qui

doit être maintenu comprimé ou sous forme de liquide cryogénique. L'utilisation de carburants à base d'hydrogène est une piste particulièrement prisée chez les acteurs du transport maritime, qui y voient l'une des options les plus réalistes pour la décarbonation du secteur, malgré des problèmes liés d'une part aux émissions de N₂O et de NOx issues de la combustion de l'ammoniac qui nécessitent des équipements supplémentaires de dépollution, et d'autre part au fait, qu'à l'heure actuelle, la conversion de l'hydrogène en carburants de synthèse reste très coûteuse, ce qui pourrait constituer un obstacle majeur à leur utilisation généralisée.

Malgré ces questions techniques et économiques restant à résoudre, la plupart des principaux constructeurs de navires ont annoncé leur intention de mettre sur le marché des navires équipés de moteurs fonctionnant à 100 % à l'ammoniac dès 2023, et d'offrir à partir de 2025 des solutions de modernisation à l'ammoniac pour les navires existants. Plusieurs ports (dont ceux de Rotterdam, Valence, Honolulu, Auckland, Los Angeles ou encore Anvers, réunis au sein de la Global Ports Hydrogen Coalition) ont déjà commencé à étudier et à tester la mise en place d'infrastructures de soutage dédiées à l'hydrogène, nécessaires pour permettre l'utilisation de l'hydrogène et de l'ammoniac dans le transport maritime.

Le déploiement à grande échelle de l'hydrogène dans le secteur maritime (principalement sous forme de carburants de synthèse) n'est cependant pas à attendre avant la prochaine décennie au mieux. L'hydrogène et l'ammoniac ne devraient pas représenter plus que quelques pourcents de la consommation d'énergie du secteur maritime d'ici à 2030. Néanmoins, anticipant une dynamique de fond dans le secteur, l'AIE prévoit, dans son scénario Zéro émission nette, que l'ammoniac pourrait représenter jusqu'à 45 % de la demande mondiale de carburant pour le transport maritime à l'horizon 2050.

Transport aérien

L'intérêt pour l'hydrogène croît également rapidement dans le secteur de l'aviation, où il pourrait être utilisé pour des vols courts et potentiellement pour les vols moyen-courriers, soit *via* sa combustion soit avec des piles à combustible. Des options hybrides, combinant les deux (électricité de la pile à combustible et combustion d'hydrogène) sont également possibles. Techniquement, la combustion d'hydrogène pourrait également être utilisée pour des vols plus longs, mais des obstacles restent à surmonter, notamment pour atténuer les émissions de NOx. Quelle que soit la technologie utilisée (combustion directe, carburants de synthèse ou pile à combustible), l'utilisation d'hydrogène dans l'aviation nécessitera de repenser la conception des avions. Certains constructeurs s'y attèlent à l'image d'Airbus qui travaille à la mise au point d'un avion à hydrogène pour le transport de passagers (jusqu'à 200 personnes) pouvant parcourir 3 700 km, dont la commercialisation n'est cependant pas attendue avant 2035. Cet avion serait de nature hybride, brûlant de l'hydrogène dans des turbines à gaz modifiées et produisant de l'électricité grâce à des piles à combustible. De son

côté, ZeroAvia, une startup soutenue par British Airways et le patron d'Amazon Jeff Bezos, a effectué le premier vol à pile à combustible dans un avion de taille commerciale en Grande-Bretagne en 2020.

Comme dans le transport maritime, les carburants à base d'hydrogène pourraient prendre une place centrale dans le secteur aérien à moyen ou long terme. Dans son scénario Zéro émissions nette, l'AIE estime ainsi qu'en 2050, le kérosène synthétique pourrait couvrir environ un tiers de la demande mondiale de carburant d'aviation.

Transport ferroviaire

À noter également que des projets de démonstration de l'usage de l'hydrogène dans le transport **ferroviaire** sont actuellement en développement et pourraient lui ouvrir de nouveaux débouchés, notamment pour remplacer le diesel sur les lignes non électrifiées. Construit par Alstom, le premier train à pile à combustible à hydrogène a été mis en service en Allemagne en 2018. D'autres pays disposent également de trains à hydrogène ou de projets (à des niveaux d'avancement variables) pour les déployer, dont l'Autriche, le Royaume-Uni, les Pays-Bas, la France, l'Italie, la Chine, la Corée, le Japon, le Canada et les Etats-Unis. Cette technologie devrait cependant rester relativement marginale.

Conclusion pour les transports

S'il semble peu probable que l'hydrogène s'impose comme source d'énergie dans le secteur du transport au cours de la décennie en cours, son adoption pourrait s'accélérer après 2030. Selon l'AIE (scénario Zéro émission nette), du fait du développement de la demande émanant des secteurs maritime et aérien, environ un tiers de la demande d'hydrogène (soit quelque 100 Mt) sera utilisé en 2050 pour produire des carburants tels que l'ammoniac (adopté en tant que carburant), le kérosène de synthèse et le méthane de synthèse. À cette date, la demande d'hydrogène et de carburants à base d'hydrogène pour l'ensemble des utilisations finales des transports pourrait représenter jusqu'à un quart de la demande énergétique du secteur, contre à peine 1 % en 2030.

FOCUS SUR LA PRODUCTION ET LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ

Actuellement négligeable (moins de 0,2% de la production mondiale d'électricité en est issu), l'utilisation de l'hydrogène pour la production d'électricité représente un autre débouché potentiel important et pourrait augmenter de manière significative d'ici 2050. Pour la

production d'électricité, l'hydrogène peut être utilisé dans une pile à combustible stationnaire, sous forme d'ammoniac ou encore comme carburant dans les turbines à gaz.

Le principal avantage des systèmes de piles à combustible est qu'ils peuvent atteindre des rendements électriques élevés (plus de 60 %) et maintenir un rendement élevé même en fonctionnant à charge partielle. Cela les rend potentiellement utiles pour le stockage de l'électricité, pouvant notamment constituer un instrument de flexibilité du réseau électrique. Cependant cette méthode de stockage de l'électricité se trouve en concurrence avec d'autres méthodes dont les batteries, l'air liquide, l'air comprimé, le stockage thermique, etc. Les batteries, qui offrent l'avantage de subir des pertes de stockage beaucoup plus faibles que l'hydrogène et dont la technologie ne cesse de progresser à grande vitesse, seront vraisemblablement privilégiées pour le stockage temporaire et la gestion des fluctuations intra-journalières voire intra-hebdomadaires des réseaux électriques. Par contre, l'hydrogène pourrait s'imposer comme solution optimale pour le stockage saisonnier et de long terme, c'est-à-dire être produit pendant les mois de production excédentaire d'électricité renouvelable, stocké géologiquement, puis reconverti en électricité pendant les mois de moindre approvisionnement en électricité renouvelable. Par rapport aux batteries qui subissent inévitablement un phénomène d'autodécharge, l'hydrogène est une solution plus plausible pour le stockage saisonnier d'autant que les coûts d'investissement sont relativement indépendants du volume de stockage lorsque celui-ci se fait dans des formations géologiques de type cavités salines.

Les piles à combustible stationnaires peuvent également représenter une alternative aux générateurs diesel pour fournir une alimentation de secours (par exemple pour les centres de données et les hôpitaux) et fournir de l'électricité hors réseau. En augmentation depuis une dizaine d'années, la capacité installée mondiale de piles à combustible stationnaires atteignait environ 2,2 GW en 2020 (même si la plupart fonctionnent en réalité au gaz naturel, contre seulement 150 MW utilisant l'hydrogène comme combustible), principalement grâce à des systèmes de micro-cogénération installées au Japon.

L'autre axe potentiel important de développement de l'hydrogène dans le secteur énergétique se fonde sur la possibilité de le mélanger au gaz naturel, d'injecter le mélange dans les réseaux de transport et de distribution de gaz et de l'utiliser pour produire de l'électricité dans les turbines à gaz, avec une teneur en hydrogène allant de 5 à 20 % (sur une base volumétrique) sur les infrastructures existantes, et jusqu'à 70 % voire 100 % dans le cadre de prototypes. Des projets pilotes ont été lancés notamment aux Pays-Bas, en France ou encore au Royaume-Uni. Cet usage, encore expérimental, offre l'avantage de pouvoir utiliser le réseau actuel de distribution du gaz naturel sans nécessiter de modifications majeures. Des turbines à gaz standard pouvant fonctionner à l'hydrogène pur devraient être disponibles dans le commerce d'ici 2030.

Cette possibilité technique de mélanger de l'hydrogène au gaz naturel pour en réduire l'intensité carbone pourrait aussi trouver des débouchés dans le secteur résidentiel où le principal poste de dépenses énergétiques provient du chauffage, assuré actuellement à près de 35 % par du gaz naturel. Pour autant, le potentiel d'utilisation de l'hydrogène par les ménages semble très faible pour des raisons économiques et environnementales. D'une part, mélanger l'hydrogène au gaz naturel n'est pas réellement compatible avec l'objectif de neutralité carbone. D'autre part, augmenter le prix du carbone pour rendre l'hydrogène compétitif face aux énergies fossiles pour le chauffage résidentiel reviendrait à faire peser une augmentation du prix probablement inacceptable pour les consommateurs, d'autant que les solutions techniques alternatives basées sur l'électricité (pompes à chaleur notamment) semblent généralement offrir une meilleure compétitivité.

À noter que l'ammoniac peut également être utilisé dans la production d'électricité, dans les centrales au charbon existantes aménagées pour la co-combustion, soit en mélange ou, à la faveur d'adaptation techniques, sous forme pure. À ce jour, l'utilisation directe de l'ammoniac n'a été démontrée avec succès que dans les microturbines à gaz (jusqu'à 300 kW de capacité).

Toutes ces utilisations possibles de l'hydrogène pour la génération électrique sont encore très peu développées et leur avenir reste incertain. Rares sont d'ailleurs les pays ayant défini des objectifs chiffrés de déploiement de l'hydrogène dans le secteur électrique, à l'exception du Japon, de la Corée du Sud et de l'Allemagne. Étant donné la faible visibilité de développement de ces usages, l'AIE estime que l'hydrogène ne devrait, au mieux, contribuer qu'à 1 ou 2 % de la production d'électricité à l'horizon 2050.

LES CONDITIONS D'ÉMERGENCE D'UN MARCHÉ DE L'HYDROGÈNE

Il existe un consensus émergent selon lequel le rôle de l'hydrogène va être déterminant pour parvenir à la neutralité climatique, même s'il restera très vraisemblablement secondaire par rapport à l'électrification directe. La possibilité et l'intérêt d'utiliser l'hydrogène dans de nombreux secteurs ont été démontrés, en particulier dans ceux où l'électrification directe est difficile ou impossible. Pour cette raison, la plupart des projections suggèrent que l'hydrogène et les carburants à base d'hydrogène pourraient fournir à l'horizon 2050 environ un cinquième de l'énergie finale dans le monde, voire même plus dans l'Union européenne (une grande partie du reste étant fournie par de l'électricité). Les principaux débouchés de l'hydrogène devraient être les secteurs industriels les plus difficiles à décarboner (ciment, acier, etc.), le transport maritime et de l'aviation, et le besoin d'équilibrer le système électrique pour pallier l'intermittence de l'énergie solaire et éolienne.

La réalisation de tels scénarios dépendra cependant d'un ensemble de conditions liées notamment à la concurrence d'autres sources d'énergie, aux politiques publiques de soutien à l'hydrogène (ou de dissuasion de l'usage des énergies fossiles), aux progrès et innovations technologiques attendues ou nécessaires, et aux préférences des consommateurs.

LE NÉCESSAIRE SOUTIEN DES POUVOIRS PUBLICS

À long terme, il est raisonnable de penser que la demande des consommateurs stimulera les investissements dans les chaînes de valeur de l'hydrogène bas-carbone et permettra l'émergence d'un marché intégré. À court terme, cependant, il appartient aux décideurs d'activer les leviers nécessaires pour attirer les capitaux aux bons endroits afin de faire émerger une telle demande, pour l'heure quasi inexistante. D'autant plus que, comme le souligne l'AIE, il existe aujourd'hui un écart croissant entre l'offre et la demande en raison des politiques publiques fortement axées sur l'expansion des approvisionnements en hydrogène bas-carbone alors que relativement peu d'actions sont au contraire dédiées à l'augmentation de la demande. Les déséquilibres potentiels risquent de se matérialiser par des goulots d'étranglement dans la chaîne de valeur de l'hydrogène susceptibles de gripper toute la dynamique de construction du marché.

Jusqu'à présent, le déploiement des technologies de l'hydrogène bas carbone s'est heurté au syndrome de la poule et de l'œuf : il n'y a pas de production sans demande fiable et sans demande fiable, il n'y a pas de demande. Le problème n'est pas tant technologique (les processus de production et les applications sont matures) mais relève d'un manque d'infrastructures pour connecter et équilibrer l'offre et la demande d'hydrogène. Les

gouvernements ont donc un rôle essentiel à jouer pour parvenir à cet équilibre car intégrer l'hydrogène comme nouveau vecteur dans les systèmes énergétiques est une entreprise complexe, surtout pour atteindre le rythme requis pour répondre aux ambitions climatiques.

Il existe cinq domaines clés dans lesquels l'action des gouvernements apparaît cruciale. Il s'agit premièrement d'établir des objectifs clairs servant de **signaux politiques à long terme**. Un nombre croissant de gouvernements ont ainsi défini, au cours de ces deux à trois dernières années, des stratégies et feuilles de route nationales de déploiement de la filière de l'hydrogène (cf *infra*, partie 2). Ces stratégies nationales de l'hydrogène sont importantes, non seulement parce qu'elles indiquent les priorités des gouvernements et leur intérêt pour le développement de l'hydrogène, mais également pour le signal qu'elles envoient aux investisseurs en les encourageant à eux-mêmes investir dans la filière. À titre d'exemple, le gouvernement allemand a décidé, dans le cadre de sa stratégie nationale pour l'hydrogène, de mobiliser plus de 9 milliards d'euros dont il attend à ce qu'ils débouchent sur plus de 33 milliards d'euros supplémentaires d'investissements privés.

Deuxièmement, les gouvernements ont un rôle crucial à jouer dans le **soutien à la R&D et à l'innovation**, pour accélérer la mise au point ou le perfectionnement des technologies hydrogène (de production et d'usage) et ainsi garantir que les technologies critiques sont rapidement compétitives, en particulier dans les secteurs clés, dont le transport maritime et aérien, où la démonstration technique des procédés reste souvent à faire. Il s'agit également d'assurer le développement de programmes de formation à-même de créer une main-d'œuvre qualifiée, capable de déployer et d'exploiter les nouvelles technologies de l'hydrogène. Comme le souligne l'AIE dans son dernier rapport sur l'hydrogène, les retards en matière d'innovation concernent notamment le transport routier lourd, le transport maritime et l'aviation ; parmi ces technologies, les plus avancées sont en phase d'adoption précoce, ce qui signifie qu'elles sont prêtes pour des applications commerciales mais restent pour l'heure insignifiantes en termes de parts de marché.

Troisièmement, **soutenir voire créer la demande** est, comme souvent dans des industries naissantes, indispensable pour mobiliser les investisseurs. Créer de fortes incitations à l'utilisation de l'hydrogène est nécessaire pour compenser le manque de compétitivité de ce vecteur énergétique par rapport aux alternatives carbonées. Cet aspect de l'intervention des autorités publiques n'est pas forcément aisé car il se heurte aux contraintes propres aux acteurs du marché, pour qui la rentabilité est évidemment essentielle, et risque de heurter le pouvoir d'achat des consommateurs. Ainsi, certains gouvernements envisagent d'imposer un quota de mélange obligatoire de l'hydrogène avec le gaz naturel alimentant le chauffage résidentiel afin de forcer l'apparition d'une demande captive. Étant donné le différentiel de prix et de pouvoir calorifique entre le gaz naturel et l'hydrogène, cela reviendrait à considérablement augmenter le prix payé par le consommateur final (sans parler des coûts de mise à niveau des infrastructures de distribution et de comptage et des appareils à l'intérieur

des bâtiments résidentiels), ce qui paraît peu envisageable d'un point de vue politique (cette option semble d'autant plus incertaine que les pompes à chaleur offrent déjà aux chaudières au gaz et au mazout une alternative non carbonée plus rentable que les solutions basées sur l'hydrogène). À noter également que cette technique de mélange de l'hydrogène et du gaz naturel ne permet pas de significativement réduire les émissions de CO₂ (avec un taux de mélange de 30 %, la réduction des émissions n'est que de 10 %) et ne semble pas être une solution à long terme pour parvenir à la décarbonation du secteur énergétique mais seulement une solution transitoire et un moyen de favoriser la compétitivité de l'hydrogène et d'aider à la naissance d'un marché intégré.

Quatrièmement, il s'agit de définir un **cadre réglementaire** clair et cohérent pour faciliter l'adoption de l'hydrogène dans l'ensemble du système énergétique. Le chantier est ici énorme puisqu'il s'agit d'établir et d'harmoniser les normes tant au niveau national qu'international afin d'assurer l'interopérabilité des technologies et des infrastructures à l'échelle mondiale, et faire émerger un marché international liquide de l'hydrogène. Il importe également de trouver un accord sur la définition de l'hydrogène bas-carbone et de mettre en place un système de certification qui garantisse une concurrence loyale, de définir les standards de sécurité et les normes techniques pour l'injection d'hydrogène dans les systèmes de gaz naturel, etc. C'est là une condition indispensable pour favoriser les investissements nécessaires sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Le Japon est l'un des pays les plus actifs dans l'établissement d'un cadre de coopération internationale, en organisant des rencontres régulières depuis 2018 à travers les réunions du *Hydrogen Energy Ministerial* (HEM). D'autres initiatives de coopération multilatérale ont également été lancées, dont le *Clean Energy Ministerial Hydrogen Initiative*, le *Global Partnership for Hydrogen of the United Nations Industrial Development Organization* ou encore l'*Hydrogen Initiative* (H2I), dont le but est de coordonner et faciliter la coopération entre gouvernements et industriels (groupes énergétiques, autorités portuaires, etc.).

Enfin, cinquièmement, il importe **d'atténuer les risques** d'investissement dans les capacités de production, dans les infrastructures essentielles pour le développement de la filière, notamment celles liées au transport et au stockage de l'hydrogène, ou encore dans les applications, en offrant aux investisseurs des garanties sur la rentabilité de leurs engagements. Or les investissements nécessaires au cours de la prochaine décennie pour assurer le déploiement à long terme d'une filière hydrogène intégrée sont colossaux. Selon l'AEI, il faudrait des investissements cumulés de 1 200 milliards de dollars d'ici 2030 et 10 000 milliards d'ici 2050 sur l'ensemble de la filière hydrogène pour parvenir à la neutralité carbone en 2050. Un quart de ces investissements devrait être consacré à la production d'hydrogène propre, 60 % au développement de la demande finale, et le solde devrait être destiné au développement des infrastructures (stations de recharge, pipelines, terminaux d'import/export, etc.), selon l'AIE. L'une des pistes privilégiées pour minimiser les risques liés aux investissements dans les infrastructures est de les ancrer, dans un premier temps, autour d'une demande d'hydrogène captive, c'est-à-dire autour des secteurs pour lesquels les

solutions de décarbonation basées sur l'électricité ne sont pas possibles ou rentables (sidérurgie, chimie, etc.).

Dans cette perspective, trois types de chaînes de valeur distinctes pourraient émerger. D'abord, les acheteurs d'hydrogène à grande échelle localisés à proximité d'énergies renouvelables ou de sites de stockage de gaz et de carbone, qui s'approvisionneront grâce à la production sur site. Ensuite, les petits acheteurs, par exemple les stations-service ou les ménages, qui eux auront par contre besoin d'un système de distribution à l'échelle régionale. Enfin, dans les régions pauvres en ressources, les acheteurs, grands et petits, seront vraisemblablement amenés à dépendre d'un système d'approvisionnement à grande échelle, y compris des importations.

LES INDISPENSABLES INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT ET DE STOCKAGE

À long terme, le déploiement à grande échelle de l'hydrogène ne pourra se faire qu'avec la mise en place d'un système efficace et rentable de stockage et de transport, à même de connecter les sources d'approvisionnement aux centres de demande afin d'établir un marché liquide. Le stockage est en particulier indispensable pour permettre le bon fonctionnement des électrolyseurs, éléments-clés de la chaîne de valeur de l'hydrogène. En effet, alors que les électrolyseurs peuvent fonctionner de manière assez flexible pour s'adapter à la variabilité des approvisionnements en électricité renouvelable, les utilisateurs d'hydrogène en aval (qu'ils le consomment directement ou qu'ils le convertissent en d'autres carburants et matières premières) ont généralement besoin d'une stabilité d'approvisionnement. Développer des capacités de stockage d'hydrogène est donc nécessaire pour assurer la constance de l'approvisionnement. De même, si l'approvisionnement en hydrogène se fait par navire (cf infra sur le transport de l'hydrogène), il est nécessaire de disposer de capacités de stockage pour amortir les à-coups des arrivées des cargaisons.

Trois grands types de stockage sont envisagés pour l'hydrogène : les réservoirs pressurisés, la réutilisation de stockage de méthane et les formations géologiques, en particulier les cavités salines. Les réservoirs pressurisés seront généralement en surface, à haute pression (autour de 700 bars) et utilisés plutôt pour le stockage de quantités réduites à court et moyen terme. A l'inverse, l'utilisation des cavités salines, pour lesquelles la technologie est éprouvée, est principalement envisagée pour le stockage saisonnier et de long terme. C'est la méthode de stockage actuellement la moins chère, mais elle n'est pas disponible partout puisqu'elle dépend des conditions géologiques.

Consommer de l'hydrogène à proximité de la production sera toujours l'option la moins chère car les coûts de transport peuvent être importants. Il est cependant certain qu'il faudra pouvoir transporter de l'hydrogène entre des zones de production et des zones de

consommation, parfois sur des (très) longues distances. Pour cela, les deux principales options disponibles sont le **transport par gazoducs** (sous forme gazeuse) **ou par bateau** (sous forme liquide, sur le modèle du GNL).

Le transport par gazoduc est généralement plus économique que par bateau pour les distances inférieures à 3 000 km, d'autant que la technique est aujourd'hui bien maîtrisée et que certaines régions du monde sont déjà dotées d'un vaste réseau de transport du gaz naturel qui pourrait, sans trop de complications techniques et de frais, être adapté pour le transport de l'hydrogène. C'est notamment le cas de l'Europe, connectée par gazoducs à la Russie et l'Afrique du Nord, et dont le réseau intérieur est déjà relativement dense. Dans un premier temps, ces réseaux de gazoducs pourraient être utilisés pour transporter l'hydrogène mélangé au gaz naturel (à un taux de 10 % en volume), même si la technique doit encore être perfectionnée et encadrée juridiquement. Des projets de démonstration sont en cours dans plusieurs pays européens dont la France, l'Allemagne, l'Italie, les Pays-Bas et le Royaume-Uni, ainsi qu'en Australie et aux Etats-Unis.

Sur des longues distances ou lorsque la construction de pipelines n'est pas possible (pour le commerce transcontinental par exemple), la liquéfaction de l'hydrogène est une option. Elle reste néanmoins très énergivore (et donc coûteuse) car elle nécessite une température de -253°C (soit 90°C de moins que pour le GNL). De plus, les procédés de liquéfaction actuels ont un rendement relativement faible et consomment environ un tiers de l'énergie contenue dans l'hydrogène. Des expérimentations de transport d'hydrogène liquéfié par navire sont néanmoins en cours, notamment entre l'Australie et le Japon dans le cadre du projet pilote *Hydrogen Energy Supply Chain* (HESC). La première livraison australienne est prévue pour le premier trimestre 2022.

Pour ces raisons, une solution alternative pour le transport de l'hydrogène est de le convertir en un produit à base d'hydrogène (ammoniac, méthanol, etc.) puisqu'il est possible de le reconvertir ensuite en hydrogène une fois arrivé à destination. L'ammoniac en particulier se prête assez bien au transport par navire car il se liquéfie à -33°C (à pression ambiante) et fait déjà l'objet d'un commerce international en tant que produit chimique. C'est cependant un produit toxique, ce qui pose des problèmes de sécurité et d'acceptation par le public, et un procédé relativement énergivore. Transporter de l'hydrogène sous forme d'ammoniac liquéfié ne fait donc sens que si le produit final désiré n'est pas de l'hydrogène pur mais bien l'ammoniac lui-même. Si le produit final désiré est l'hydrogène, l'expédition depuis des pays lointains comme le Chili ou l'Australie rendra probablement l'hydrogène toujours plus cher que s'il est produit localement, y compris dans des pays dont les coûts de production sont potentiellement élevés comme l'Allemagne et le Japon. Des expérimentations sont en cours pour le transport d'ammoniac entre l'Arabie saoudite et le Japon.

Sur courte distance (par exemple pour ravitailler des stations de recharge), l'hydrogène peut également être transporté par camions dans des réservoirs de stockage. C'est actuellement la principale option pour la distribution au niveau local, mais elle est très coûteuse.

Les installations portuaires sont appelées à devenir des nœuds essentiels des réseaux d'infrastructure de ravitaillement en hydrogène et les plaques tournantes du marché de l'hydrogène, en devenant les lieux de rencontre privilégiés des producteurs (notamment grâce à l'éolien en mer) et les utilisateurs, souvent déjà structurés en groupements industriels autour des ports industriels où se trouve aujourd'hui une grande partie des usines de production d'hydrogène fossile pour le raffinage et l'industrie pétrochimique. Plusieurs ports ont lancé des projets allant dans ce sens, dont celui de Rotterdam (projet Porthos). Cette implantation d'infrastructures de ravitaillement et de stockage d'hydrogène dans les ports pourrait d'ailleurs aider à impulser la décarbonation du secteur maritime.

L'importance des ports est d'autant plus grande qu'il est en théorie possible de réaffecter, sans modification majeure, les infrastructures de transport et de stockage servant aujourd'hui aux produits dérivés du pétrole, à l'ammoniac et aux carburants de synthèse liquides, tandis que certaines parties des infrastructures dédiées au gaz naturel (en particulier pour la liquéfaction et regazéification ainsi que le réseau de gazoducs) pourraient être mises à niveau pour importer ou exporter de l'hydrogène liquéfié.

LA COMPÉTITIVITÉ D'UNE OFFRE HYDROGÈNE BAS-CARBONE

Au-delà des considérations techniques, politiques et d'infrastructures, le principal obstacle au déploiement de l'hydrogène bas-carbone reste sa compétitivité relative par rapport aux solutions alternatives, carbonées ou non, et la compétitivité relative des différents procédés de production d'hydrogène. La compétitivité de l'hydrogène vert par rapport à l'hydrogène bleu ou gris dépend des coûts d'investissement des installations requises, de leur efficacité technologique dans la transformation des combustibles entrants en hydrogène, des prix des combustibles entrants (électricité ou gaz naturel) et du carbone. Les taux d'utilisation des électrolyseurs jouent un rôle important dans l'évaluation économique des coûts de production de l'hydrogène vert.

La production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles est actuellement l'option la moins coûteuse dans pratiquement toutes les régions du monde. En fonction des prix régionaux du gaz, le coût de l'hydrogène produit à partir du gaz naturel sans captage du carbone (la méthode la plus commune à l'heure actuelle) est de l'ordre de 0,50 à 1,70 USD/kg d'hydrogène (hydrogène gris). En y ajoutant un système CCUS (hydrogène bleu), le coût moyen de production oscille entre 1,50 et 3,70 USD/kg. L'utilisation des énergies renouvelables

(hydrogène vert) est généralement beaucoup plus coûteuse, poussant le coût de production de l'hydrogène entre 3,00 et 8,00 USD/kg.

À mesure que les coûts de l'électricité renouvelable et des électrolyseurs baissent, l'écart de prix entre les méthodes de production devrait cependant se réduire. La tarification des émissions de CO₂ (par exemple par le biais des prix du carbone) pourrait encore resserrer l'écart en avantageant la production d'hydrogène d'origine renouvelable.

Le coût de l'électricité est l'élément clé de l'équilibre économique de la production d'hydrogène par électrolyse car il représente entre 50 et 90 % du coût global actualisé de cette production. L'utilisation de l'électricité du réseau, souvent assez chère, entraîne un coût de production d'hydrogène de 3,00 à 5,00 USD/kg. Même en comptant sur le surplus d'électricité des énergies renouvelables variables, faire fonctionner un électrolyseur uniquement sur l'électricité du réseau ne semble donc pas être un moyen économique de produire de l'hydrogène. L'option privilégiée par les industriels est de coupler les électrolyseurs à des sources d'énergie dédiées.

Le solaire photovoltaïque est devenu l'une des sources d'énergie les plus abordables pour la production d'électricité. Dans les régions avec d'excellentes conditions solaires (Moyen-Orient, Afrique du Nord...), les coûts de production solaire photovoltaïque permettent théoriquement déjà de produire de l'hydrogène à 3,00 USD/kg H₂. L'AIE estime qu'en 2030, ce coût pourrait descendre à moins de 1,50 USD/kg H₂, soit un niveau comparable à la production d'hydrogène à partir de gaz naturel avec CCUS, et à 1,00 USD/kg H₂ en 2050, ce qui rendrait l'hydrogène solaire photovoltaïque compétitif par rapport au gaz naturel même sans CCUS.

L'éolien est la seconde d'électricité potentielle pour la production d'hydrogène. Plusieurs projets existent en Europe pour produire de l'hydrogène en mer grâce à l'éolien offshore de la mer du Nord, et l'acheminer ensuite, en réutilisant éventuellement les gazoducs existants. Dans le scénario le plus optimiste de l'AIE, les coûts de production d'hydrogène en mer du Nord pourraient tomber à 2,00 USD/kg H₂ d'ici 2030 et à moins de 1,50 USD/kg H₂ d'ici 2050.

D'autres organismes sont plus optimistes que l'AIE sur l'évolution future des coûts de production de l'hydrogène. Bloomberg NEF prédit ainsi que le prix de l'hydrogène vert pourrait tomber à 2 USD/kg H₂ d'ici 2030, ce qui le rendrait compétitif par rapport à l'hydrogène bleu, tandis que Morgan Stanley affirme que l'hydrogène vert produit dans les régions des Etats-Unis bénéficiant des meilleures conditions d'ensoleillement ou de vent pourrait même descendre 1 USD/kg H₂ (soit le coût de production actuel de l'hydrogène gris) d'ici 2 à 3 ans seulement.

À noter qu'en raison des nombreuses variables (notamment la capacité à bénéficier d'économies d'échelle, le progrès technologique, évolution de la législation et de la fiscalité sur les émissions de CO₂, etc.), susceptibles d'influer sur l'évolution des coûts de production de l'hydrogène bas carbone et sa compétitivité par rapport aux alternatives carbonées, l'AIE se garde de prévoir les coûts de la production d'hydrogène disponible après 2030.

FOCUS SUR TROIS MAILLONS CLÉS DE LA CHAÎNE DE VALEUR DE L'HYDROGÈNE

LA PRODUCTION D'ÉLECTROLYSEURS

L'électrolyse de l'eau est un procédé qui décompose l'eau (H₂O) en oxygène et hydrogène gazeux grâce à un courant électrique. La cellule électrolytique est constituée de deux électrodes (généralement en métal du groupe du platine) immergées dans un électrolyte (l'eau) et connectées aux pôles opposés de la source de courant continu.

Deux filières dominent la production actuelle d'hydrogène industrielle :

- les **électrolyseurs alcalins** (plus de 60 % des capacités installées dans le monde). Développés depuis plus d'un siècle, ces électrolyseurs constituent la technologie la plus mature et sont relativement peu coûteux. Ils peuvent être de grande taille (plusieurs mégawatts de puissance), ont des rendements énergétiques élevés (de l'ordre de 75 à 90 %) et une longue durée de vie (plus de 10 ans) mais offrent relativement peu de flexibilité. Ils utilisent la potasse comme électrolyte et des électrodes en nickel. Produire 1 m³ d'hydrogène nécessite environ 5 kWh d'électricité.
- les **électrolyseurs à électrolytes acides** dites PEM (pour *Proton Exchange Membrane*, plus de 30 % des capacités installées). S'ils ont une durée de vie plus courte que les électrolyseurs alcalins (principalement en raison de la faible durée de vie de la membrane, dont le remplacement peut augmenter considérablement les coûts d'exploitation et de maintenance), ces électrolyseurs présentent l'avantage par rapport aux électrolyseurs alcalins d'être plus compacts et plus simples de conception et d'utilisation, d'être moins soumis aux problèmes de corrosion grâce à leur électrolyte solide (à membrane polymère conductrice de protons) et liquide et d'offrir des performances sensiblement supérieures ainsi qu'une bonne adaptabilité à l'intermittence de l'approvisionnement en électricité (ce qui est le cas notamment lorsqu'ils sont alimentés en électricité à partir de sources renouvelables intermittentes). Ils sont en revanche plus chers car ils requièrent des électrodes aux métaux nobles, du platine en général.

D'autres techniques existent mais sont assez récentes et encore peu déployées : l'électrolyse à oxyde solide (SOEC pour *Solid Oxide Electrolysis Cells*) et l'électrolyse à membrane d'échange d'anion (AEM pour *Anion Exchange Membranes*). Les SOEC utilisent de la vapeur au lieu d'eau pour la production d'hydrogène, et des céramiques comme électrolyte. Ils sont donc moins chers que les électrolytes des électrolyseurs alcalins et PEM, tout en ayant un rendement plus élevé. Par contre, ils doivent fonctionner à des températures élevées et nécessitent une

source de chaleur pour produire la vapeur. L'un des avantages de cette technologie est qu'ils peuvent fonctionner en mode inverse comme piles à combustible pour reconvertir l'hydrogène en électricité et semblent donc bien positionnés pour être combinés à des installations de stockage d'hydrogène pouvant servir à l'équilibrage du réseau électrique. Les SOEC sont cependant encore au stade pré-commercial.

L'AIE évalue le coût de production actuel de l'hydrogène par électrolyseurs alcalins entre 500 et 1400 USD/kW, celui des PEM entre 1 100 et 1 800 USD/kW et celui des SOEC entre 2 800 et 5 600 USD/kW.

Même si elles ont doublé au cours de ces cinq dernières années, les capacités globales d'électrolyse s'élevaient à peine à 300 MW à la mi-2021. L'Europe abrite 40% de ces capacités, suivie du Canada (9 %) et de la Chine (8 %). Près de 350 projets sont actuellement en développement, qui pourraient porter les capacités globales à 54 GW en 2030, voire à 90 GW si tous les projets qui ne sont encore qu'à un stage précoce de développement voient effectivement le jour (ce que l'AIE juge peu probable). Cela reste néanmoins très inférieur aux 850 GW qui seraient nécessaires en 2030 pour parvenir à une neutralité carbone en 2050 selon les calculs de l'AIE. Plus de 40 % des capacités en projet sont situées en Europe et 38 % en Australie, suivies de l'Amérique latine (essentiellement au Chili, 10 %) et du Moyen-Orient (6 %). La plupart des projets prévoient d'être alimentés en électricité par des énergies renouvelables, et certains par de l'électricité nucléaire (notamment au Canada, en Chine, en Russie, au Royaume-Uni et aux États-Unis).

Plusieurs pays, ainsi que l'Union européenne, ont défini d'ambitieux objectifs de déploiement de capacités d'électrolyseurs dans leurs stratégies hydrogène qui, pris ensemble, pourraient aboutir à une capacité installée de 75 GW d'ici 2030, principalement dans l'Union européenne (40 GW) et au Chili (25 GW). Ces objectifs sont donc bien supérieurs aux projets réellement prévus à l'heure actuelle mais encore très largement insuffisants pour assurer la neutralité carbone en 2050. Dans le cas de l'UE, seuls 22 GW sont actuellement en construction ou prévus, soit à peine la moitié des 40 GW visés d'ici 2030.

À mesure que la capacité mondiale des électrolyseurs augmente, la taille moyenne des projets s'accroît. En 2020, la plus grande usine d'électrolyseur alcalin en fonctionnement (située à Cachimayo, Pérou) disposait d'une capacité de 25 MW, tandis que la plus grande usine d'électrolyseur PEM en fonctionnement utilisant des énergies renouvelables dédiées (inaugurée en 2020 par Air Liquide à Bécancour, Canada) était alimentée grâce à 20 MW d'origine hydraulique. La taille moyenne des projets devrait atteindre 250 MW à l'horizon 2030. Parmi les projets en cours de développement, plusieurs dizaines prévoient des capacités supérieures à 100 MW et une dizaine devraient même dépasser 1 GW, dont le projet Western Green Energy Hub en Australie où des panneaux photovoltaïques et des éoliennes fourniront

jusqu'à 50 GW pour alimenter les électrolyseurs, pour une production attendue de 3,5 Mt d'hydrogène par an, dédiées à la fabrication d'ammoniac destiné à l'exportation.

Cette course au développement des capacités d'électrolyse pourrait cependant connaître un frein important, lié à l'insuffisance de capacités de fabrication d'électrolyseurs. Les capacités mondiales de fabrication d'électrolyseurs étaient d'environ 3 GW/an en 2020, avec des conceptions alcalines représentant 85 % et des PEM moins de 15 %. Ces capacités sont essentiellement situées en Europe (60 %) et en Chine (35 %). D'importantes grandes entreprises (dont Thyssenkrupp, Nel Hydrogen, ITM, McPhy, Cummins et John Cockerill) ont annoncé leur intention d'étendre leurs capacités de production, qui pourraient, si elle se réalisent, pousser ces capacités à environ 20 GW/an à l'horizon 2030. L'AIE estime qu'il faudrait disposer de plus de 90 GW/an de capacités de fabrication à cette date pour rester sur une trajectoire de neutralité carbone en 2050.

L'augmentation de la production d'électrolyseurs affectera la demande de minéraux, en particulier le nickel et les métaux du groupe du platine (selon le type de technologie). Alors que l'électrolyse alcaline ne nécessite pas de métaux précieux, les conceptions actuelles utilisent entre 800 et 1000 t/MW de nickel. Même si l'électrolyse alcaline devrait continuer à dominer le marché d'ici 2030, la demande de nickel pour les électrolyseurs va augmenter, tout en restant néanmoins très inférieure à la demande nécessaire pour la fabrication des batteries des véhicules électriques. Les catalyseurs des électrolyseurs PEM nécessitent aussi 300 kg de platine et 700 kg d'iridium par GW. Selon l'AIE, la demande d'iridium et de platine pourrait cependant être divisée par dix au cours de la prochaine décennie grâce à un meilleur design des cellules. De plus, le recyclage des cellules d'électrolyseur PEM pourrait encore réduire la demande primaire pour ces métaux. Enfin, la production de SOEC nécessite du nickel (150-200 t/GW), du zirconium (40 t/GW), du lanthane (20 t/GW) et de l'yttrium (<5 t/GW). Une meilleure conception au cours de la prochaine décennie devrait réduire de moitié chacune de ces quantités, avec un potentiel technique de chute de la teneur en nickel à moins de 10 t/GW. En raison de l'efficacité électrique plus élevée des SOEC, les besoins en minéraux de cette technologie sont donc nettement inférieurs ceux des électrolyseurs alcalins et PEM.

LA PILE À COMBUSTIBLE

Une pile à combustible est un générateur permettant la production d'électricité grâce à l'oxydation sur une électrode d'un combustible réducteur (par exemple de l'hydrogène, mais pas nécessairement), couplée à la réduction sur l'autre électrode d'un oxydant (par exemple l'oxygène de l'air). Le principe de la pile à combustible est donc l'inverse d'une électrolyse. La réaction d'oxydation de l'hydrogène est accélérée par un catalyseur qui est généralement du platine. Nécessaire en quantité non négligeable, le platine présent dans les piles à combustible rend leur fabrication relativement coûteuse.

Si le fonctionnement des piles à combustible à l'hydrogène est particulièrement propre puisqu'il ne produit, outre de l'électricité, que de l'eau et de la chaleur (généralement évacuées sous forme de vapeur), leur rendement global (c'est-à-dire le rapport entre la quantité d'électricité produite par la pile et la quantité d'électricité dépensée dans l'électrolyse pour synthétiser de l'hydrogène) est assez faible, de l'ordre de 25 %.

Les deux types de piles à combustible les plus répandus sont la pile à membrane échangeuse de protons (PEMFC pour *Proton-exchange membrane fuel cells*) et la pile à oxyde solide. Ce dernier type de pile ne fonctionne qu'à très haute température (autour de 600 à 800 °C) et sa fabrication coûte plus cher pour des piles de faible puissance. Elle n'est donc généralement utilisée que pour des applications spécifiques nécessitant une forte puissance.

À l'heure actuelle, le principal débouché des piles à combustible est le secteur automobile. Fin 2021, la capacité mondiale de fabrication de piles à combustible était d'environ 200 000 systèmes/an, dont 30 000 systèmes/an pour le constructeur automobile japonais Toyota, ardent promoteur de l'utilisation de l'hydrogène dans l'automobile. Le constructeur automobile coréen Hyundai, également très engagé dans le développement des voitures à piles à combustible à hydrogène, dispose d'une capacité de production d'environ 20 000 systèmes/an et construit une deuxième usine qui devrait lui permettre de doubler ses capacités de production d'ici la fin 2022, pour atteindre 500 000 systèmes/an d'ici 2030. L'ensemble des annonces de capacités de fabrication pour 2030 totalise 1,3 million de systèmes/an, avec un potentiel de production annuel estimé à 90 GW.

Même si les coûts de production des piles à combustible automobile ont chuté d'environ 70 % depuis 2008 (pour aujourd'hui s'établir entre 250 et 400 dollars par kW), beaucoup reste à faire pour que les véhicules à pile à combustible (FCEV, pour *Fuel Cell Electric Vehicle*) soient compétitifs par rapport aux voitures électriques, sans parler des véhicules à combustion interne. Des avancées technologiques sont nécessaires en particulier pour améliorer la durabilité des piles à combustible (ce qui est particulièrement vital pour les applications de transport lourd) et réduire les coûts tout en maintenant ou en améliorant l'efficacité. L'un des domaines clés pour la R&D concerne le catalyseur de pile à combustible (actuellement basé sur les métaux du groupe du platine, dont 70 % de la production mondiale est localisée en Afrique du Sud) dont on cherche continuellement à réduire le teneur en platine ; depuis 2008, la quantité moyenne de platine nécessaire dans les piles à combustible a déjà diminué de 30 %.

Il importe de ne pas confondre les piles à combustible à hydrogène (qui permettent de produire de l'électricité) et les moteurs à hydrogène, dans lesquels l'hydrogène est brûlé comme carburant dans un moteur thermique. Le moteur à hydrogène est fiable et moins cher à produire que les piles à combustible car la filière existe déjà et les technologies sont

maîtrisées. Il est également moins sensible à la pureté de l'air et de l'hydrogène, ce qui peut être un atout pour les engins de chantier opérant dans un environnement chargé en particules. Le moteur à hydrogène émet cependant des émissions de polluants (NOx essentiellement) qui peuvent être problématiques.

LES CARBURANTS À BASE D'HYDROGÈNE

L'hydrogène possède une densité énergétique (par unité de poids) importante : brûler un kilo d'hydrogène fournit 2,6 fois plus d'énergie qu'un kilo de gaz naturel et trois fois plus qu'un kilo de kérosène. Sa densité énergétique volumétrique est par contre faible : à température et pression ambiantes, l'hydrogène (qui est le gaz le moins dense de l'univers) contient 3 000 fois moins d'énergie que le kérosène, ce qui rend son utilisation sous forme gazeuse comme carburant de transport peu pratique.

La solution consiste à liquéfier l'hydrogène : dans ce cas, un litre d'hydrogène correspond à trois litres de kérosène. Mais il se liquéfie à -253°C et atteindre et maintenir un tel niveau de température est complexe et énergivore. Si son stockage sous forme gazeuse est réalisable dans des cavités salines à des coûts abordables, il est beaucoup plus coûteux sous forme liquide dans des réservoirs en acier et à bord de voitures, de navires, de trains et de camions.

L'hydrogène peut néanmoins être transformé en carburants à base d'hydrogène, en particulier en ammoniac (NH_3), qui ne contient pas de carbone, ou en d'autres carburants synthétiques liquides comme le méthanol (CH_3OH , généralement abrégé en MeOH), qui en contient. La transformation de l'hydrogène en ammoniac ou en méthanol permet de le transporter, stocker et distribuer plus facilement, en utilisant en grande partie les infrastructures existantes pour les combustibles fossiles. Certains de ces carburants issus de l'hydrogène peuvent se substituer directement aux équivalents fossiles.

L'ammoniac offre de multiples avantages. Parce qu'il est liquide dès -33°C , il peut servir à transporter l'hydrogène sous une forme dont le stockage est beaucoup plus simple que le stockage de l'hydrogène pur. Il fait d'ailleurs déjà l'objet d'échanges internationaux, grâce à des navires spécifiques, et de nombreux ports commerciaux dans le monde disposent déjà d'installations de chargement, de déchargement et de stockage de l'ammoniac.

L'ammoniac peut être reconverti en hydrogène (même si le rendement énergétique de l'ensemble de ces transformations est assez faible), ou être utilisé directement dans les moteurs à combustion interne ou les piles à combustible, voire dans les centrales électriques au charbon. Les secteurs maritime et aérien (en particulier pour les vols moyen et long-courrier où l'utilisation de l'hydrogène pur par combustion ou par piles à combustible semble hors de portée avec les technologies actuelles) sont particulièrement intéressés par ces

carburants issus de l'hydrogène. C'est en particulier le cas de l'ammoniac car il peut être utilisé comme carburant dans des moteurs adaptés, même s'il reste un certain nombre de défis techniques et environnementaux à résoudre, dont des problèmes de corrosion et des émissions de NO_x polluants.

Il existe actuellement une petite centaine de projets pilotes ou de démonstration en opération dans le monde (principalement en Europe), convertissant l'hydrogène électrolytique en ammoniac, méthanol ou autres carburants synthétiques. Des projets de plus grande envergure sont à l'étude au Chili et en Arabie saoudite notamment.

L'économie de la production d'ammoniac propre et d'hydrocarbures synthétiques dépend principalement du coût de l'hydrogène, donc du coût du gaz et du CCUS, ou du coût des électrolyseurs et de l'électricité bas carbone. Pour soutenir l'utilisation de ces carburants dans les segments du système énergétique les plus difficiles à décarboner (notamment l'aviation et la navigation), des mesures politiques seront certainement nécessaires afin de combler l'écart de coût, via un prix du CO₂ ou des normes sur carburants plus sévères par exemple.

II – LES GRANDES PUISSANCES DE L'HYDROGÈNE

Depuis deux ans, **une vingtaine de pays**, représentant environ la moitié du PIB mondial, ont, suivant l'exemple des deux pionniers, Japon et Corée du Sud, publié (ou s'apprêtent à le faire) des stratégies nationales sur l'hydrogène, voire des feuilles de routes détaillées avec, dans certains cas, des objectifs chiffrés (mais rarement contraignants). Il s'agit notamment de l'Allemagne (ainsi que certains lands), Australie (et des États australiens), Canada (et des provinces), Chili, Espagne (et des régions), France, Hongrie, Italie, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République tchèque, Royaume-Uni, Russie et Commission européenne.

La plupart des plans de déploiement prévoient trois phases successives : la mise en place des fondations du marché (première moitié des années 2020), la diffusion à grande échelle des technologies hydrogène (à l'horizon 2030), et la généralisation de l'utilisation de l'hydrogène dans tous les secteurs à décarboner (au-delà de 2030).

Ces plans s'accompagnent généralement de **financements publics dédiés**, parfois modestes (quelques millions d'euros), parfois importants (9 milliards d'euros pour l'Allemagne et plus de 7 milliards pour la France d'ici 2030). À noter l'absence, pour l'heure, des États-Unis, qui n'ont pas établi de stratégie hydrogène spécifique à l'échelle fédérale, même si des mesures d'aides et d'encouragement au développement de la filière existent bien.

Avec des nuances, presque tous les pays partagent une vision similaire du rôle que l'hydrogène devrait jouer à l'avenir dans leur système énergétique, en particulier pour la décarbonation des transports et de l'industrie (sidérurgie, mines, etc.). Dans le cas des transports, la plupart des gouvernements mettent l'accent sur le transport routier lourd et sur le rôle potentiel de l'ammoniac dans le transport maritime. Seuls le Japon et la Corée envisageant un rôle important pour les voitures. Quelques pays, dont l'Allemagne et la France, soulignent également le potentiel de l'hydrogène pour décarboner l'aviation et le transport ferroviaire. D'autres, dont le Japon, envisagent aussi l'utilisation de l'hydrogène pour la génération d'électricité, soit sous forme d'ammoniac, soit en mélangeant de l'hydrogène avec du gaz naturel pour l'injecter dans le réseau gazier.

Avec ces nuances, le principal clivage qui apparaît porte sur le type de production d'hydrogène. Si certains pays parient sur l'hydrogène bleu (en particulier Canada, Australie, Russie), d'autres (les pays européens dans leur majorité) semblent focaliser leur attention sur l'hydrogène vert, sans pour autant exclure totalement l'hydrogène bleu.

LE JAPON : UN IMPÉRATIF DE SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE

Le Japon est, depuis plusieurs décennies, l'un des champions du développement de la filière hydrogène, qu'il considère comme la meilleure option pour décarboner ses secteurs énergétique et industriel tout en consolidant sa compétitivité industrielle. L'hydrogène est également perçu comme un moyen de renforcer sa sécurité énergétique en s'affranchissant de sa dépendance envers les importations d'hydrocarbures.

Il a été le premier pays à adopter un cadre stratégique national pour l'hydrogène (*Basic Hydrogen Strategy*, décembre 2017) avec l'ambition de devenir une « société de l'hydrogène », et dirige la coopération internationale dans le cadre des réunions ministérielles sur l'hydrogène (*Hydrogen Energy Ministerial*) qui ont lieu chaque année depuis 2018. L'hydrogène est largement intégré dans 10 des 14 secteurs technologiques clés identifiés dans le cadre de sa stratégie de croissance verte (*Green Growth Strategy Through Achieving Carbon Neutrality in 2050*, publié en décembre 2020) et bénéficie d'un plan d'action spécifique annoncé en juin 2021.

Avec un investissement public prévu de quelque 6,5 milliards d'euros sur 10 ans pour la recherche, le développement, la démonstration et le déploiement des technologies hydrogène en collaboration avec les acteurs industriels, ce plan couvre toute la chaîne de valeur de la filière (production, importation, stockage et distribution, applications) et envisage une utilisation de l'hydrogène et de l'ammoniac dans une très large gamme de secteurs, en particulier le transport (routier, maritime et aérien), la production et le stockage d'électricité, le résidentiel et, dans une moindre mesure, l'industrie lourde. Malgré l'importance de son secteur industriel, l'utilisation de l'hydrogène pour le décarboner n'est pas une priorité affichée de la stratégie japonaise.

Le plan stratégique sur l'hydrogène présente des objectifs précis de déploiement des solutions à l'hydrogène (pour la production comme pour l'utilisation) et liste les mesures nécessaires pour atteindre ces objectifs. L'un des objectifs du Japon est de parvenir, d'ici 2030, à rendre l'hydrogène produit localement par électrolyse compétitif par rapport au GNL importé, qui est la principale source d'énergie pour la production d'électricité depuis la fermeture des centrales nucléaires.

Le Japon espère ainsi une croissance de son marché de l'hydrogène de 2 Mt/an aujourd'hui (essentiellement destiné au secteur du raffinage) à 3 Mt/an en 2030 et à 20 Mt/an d'ici 2050, et une réduction du coût de production de l'hydrogène bas-carbone d'un tiers d'ici 2030. Le transport et la production d'électricité sont les principaux débouchés ciblés.

À travers notamment ses constructeurs Toyota et Honda, le Japon est l'un des pionniers de l'utilisation de l'hydrogène dans les transports, en particulier les voitures (VEPC), et l'un des chefs de file mondiaux sur le marché des piles à combustible. Avec environ 5 600 VEPC (voitures et bus compris) sur la route mi-2021, le Japon est le quatrième marché mondial. Il affiche d'ambitieux objectifs de déploiement des VEPC (200 000 d'ici 2025 et 800 000 d'ici 2030, soit 1 % du parc automobile) et ambitionne de devenir un exportateur mondial de VEPC et de piles à combustibles en général.

L'une des singularités de la stratégie hydrogène du Japon est le recours à l'hydrogène pour la production d'électricité et dans le secteur résidentiel. De multiples applications sont envisagées, dont l'utilisation de l'ammoniac pour la co-combustion dans les centrales électriques au charbon ou au gaz afin de réduire leur intensité en carbone, voire son utilisation pure en remplacement du gaz naturel. Mitsubishi Power a annoncé la commercialisation d'une turbine à gaz de 40 MW capable de fonctionner à l'ammoniac d'ici 2025. Cela permettrait d'éviter le déclassement de ces unités de production, essentielles pour la sécurité d'approvisionnement en électricité du Japon. Le gouvernement a également subventionné l'installation de plus de 350 000 piles à combustible de micro-cogénération (programme ENE-FARM) dans le secteur résidentiel pour la production d'électricité et de chaleur. Même si elles fonctionnent aujourd'hui principalement au gaz naturel, ces piles à combustibles pourraient en principe être alimentées à l'avenir en hydrogène. Le Japon ambitionne de déployer plus de 5 millions de ces piles à combustibles stationnaires d'ici à 2030.

Pour répondre à la demande, le Japon entend développer ses propres capacités de production d'hydrogène vert. En 2020, une unité de production d'électrolyse solaire de 10 MW a ainsi été inaugurée près de Fukushima, l'une des plus grandes du monde à l'époque. Pour autant, à ce jour, les acteurs japonais de la filière n'ont pas annoncé leur intention de déployer une capacité d'électrolyse significative pour la production dédiée d'hydrogène. Seuls quelques petits projets (généralement inférieurs à 5 MW) ont été annoncés pour les années à venir. Même si le soutien affiché par le gouvernement pourrait accélérer la mise en place de capacités de production, le pays est conscient, du fait de son potentiel d'énergie renouvelable limité et de l'opposition d'une grande partie de l'opinion publique à la reprise du nucléaire, **qu'il devra très vraisemblablement avoir recours à des importations pour satisfaire la demande.**

La mise en place de chaînes d'approvisionnement en hydrogène est un enjeu majeur pour le Japon. Le gouvernement et les acteurs industriels japonais ont d'ores et déjà commencé à développer une stratégie de sécurisation des approvisionnements à travers divers projets, notamment touchant au transport maritime. La première livraison d'hydrogène liquéfié a ainsi été livrée au Japon depuis Brunei en 2020 (en utilisant des réservoirs de la taille de conteneurs) et la société japonaise Kawasaki Heavy Industries Ltd. a présenté en 2020 le premier

transporteur d'hydrogène liquéfié au monde (le *Suiso Frontier*) et a achevé le premier terminal de réception d'hydrogène liquéfié au Japon en 2020.

Le Japon est également très actif à l'international avec divers projets liés à la chaîne d'approvisionnement en hydrogène en cours ou à l'étude avec l'Arabie saoudite, l'Australie, Brunei, les Émirats Arabes Unis, les États-Unis, l'Indonésie, la Malaisie, la Nouvelle-Zélande, la Russie et Singapour. L'un des plus significatifs est le projet *Hydrogen Energy Supply Chain* (HESC), qui vise à établir une chaîne d'approvisionnement d'hydrogène liquéfié à base de lignite de Latrobe Valley dans l'État de Victoria, depuis le port d'Hastings (près de Melbourne, Australie) vers celui de Kobe (Japon). La première livraison de démonstration est attendue d'ici 2022.

Enfin, le Japon est très actif dans le développement du commerce international de l'ammoniac. En septembre 2020, la première expédition mondiale d'ammoniac produit par la compagnie pétrolière saoudienne Saudi Aramco à partir d'hydrogène bleu a eu lieu entre l'Arabie saoudite et le Japon. En juillet 2021, plusieurs accords ont été annoncés entre des industriels japonais et, d'une part, la compagnie pétrolière émiratie Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) et, d'autre part, la compagnie pétrolière australienne Woodside Energy. Ces accords visent à explorer le potentiel commercial de la production d'ammoniac à partir de gaz naturel avec capture, utilisation et stockage du carbone, respectivement aux Émirats Arabes Unis et en Australie, et à développer une chaîne d'approvisionnement entre ces deux pays et le Japon.

LA CORÉE DU SUD : DES AMBITIONS INDUSTRIELLES

La Corée du Sud présente un profil relativement similaire à celui du Japon. C'est l'un des pays historiquement les plus actifs dans l'adoption des technologies de l'hydrogène et l'un des pionniers dans l'adoption d'une stratégie nationale en faveur de son déploiement.

En 2019, le gouvernement a ainsi publié sa feuille de route pour l'économie de l'hydrogène (*Hydrogen Economy Roadmap*) qui fixe des objectifs à l'horizon 2040, puis, en janvier 2020, a adopté sa Loi sur l'hydrogène (*Hydrogen Economy Promotion and Hydrogen Safety Management Law*) qui jette les bases juridiques du soutien du gouvernement à la filière de l'hydrogène et définit les normes de sécurité des installations dédiées, ainsi qu'un train de mesures de soutien aux entreprises de la filière hydrogène par le biais de subventions à la R&D, d'exonérations fiscales, etc.

Le plan hydrogène de la Corée du Sud met en avant deux secteurs stratégiques (les transports, en particulier routier, et la production d'électricité) et l'ambition du pays de devenir le plus grand marché au monde pour les véhicules électriques à pile à combustible (VEPC) et pour les piles à combustible stationnaires de grande échelle destinées au stockage et à la production d'électricité. À cette fin, le pays a engagé le troisième plus important financement public dans l'hydrogène au monde après l'Allemagne et le Japon. Dans le cadre des efforts du gouvernement pour encourager le développement des infrastructures, plusieurs villes (Ansan, Ulsan, Wanju/Jeonju et Samcheok) ont été sélectionnées comme villes pilotes éligibles aux subventions. L'ambition est de construire l'infrastructure nécessaire pour les systèmes de production et de distribution d'hydrogène et de déployer l'usage de l'hydrogène pour les transports, l'approvisionnement en électricité des villes ainsi que le chauffage urbain.

À noter que la stratégie hydrogène de la Corée du Sud n'est pas motivée par des raisons environnementales et climatiques mais plutôt portée par des ambitions de croissance économique et de compétitivité industrielle. Cela contraste avec de nombreux pays européens, où la promotion de l'hydrogène propre doit permettre une décarbonation profonde. L'hydrogène propre n'est donc pas une priorité pour le gouvernement coréen dans son projet de construire une économie de l'hydrogène. De fait, la stratégie coréenne prévoit d'avoir davantage recours, dans un premier temps du moins, à de l'hydrogène carboné, et le rôle de l'hydrogène en tant qu'énergie propre permettant la décarbonation dans les secteurs difficiles à décarboner comme l'industrie n'est quasiment pas évoqué, malgré leur importance dans l'économie nationale (sidérurgie, construction navale, etc.). D'ici 2040, le gouvernement vise à ce que 70 % de la demande d'hydrogène du pays soit décarbonée, ce qui signifie que, même à long terme, une partie substantielle de l'offre d'hydrogène du pays restera grise.

Comme au Japon, la stratégie de la Corée du Sud sur l'hydrogène met l'accent sur la mobilité routière, avec un important soutien de l'État à l'achat de VEPC (jusqu'à la moitié du prix est pris en charge par l'État) et au développement d'infrastructures de ravitaillement. La particularité de ces deux pays est d'être, en pratique, des territoires insulaires dont les voitures ne quittent jamais les frontières. Alors qu'à peine un peu plus de 10 000 VEPC étaient en circulation mi-2021 (ce qui en fait néanmoins le premier marché des FCEV dans le monde), la Corée du Sud veut mettre en circulation 200 000 VEPC d'ici 2025 et près de 3 millions en 2040 (dont 30 000 camions et 40 000 bus). Plus généralement, la Corée du Sud considère la pile à combustible comme un produit d'exportation. En termes de production, les ambitions sont donc encore plus importantes puisque l'objectif est de produire 6,2 millions de VEPC d'ici à 2040, dont 3,3 millions pour l'export.

Dans cette perspective, le principal constructeur automobile du pays, Hyundai (déjà à l'origine du premier véhicule électrique commercial à pile à combustible au monde lancé en 2013), a annoncé vouloir augmenter ses capacités de fabrication de piles à combustible à 700 000 unités par an d'ici 2030, dont 550 000 pour les véhicules personnels et commerciaux et le reste pour les chariots élévateurs, les navires, les drones, les engins de chantiers, etc. À noter qu'au-delà du secteur des transports, Hyundai cherche également à affirmer sa présence dans de nombreux segments de la filière hydrogène, dont la production (à travers sa filiale H2Pro) et le stockage (avec GRA Technologies).

En dehors du secteur du transport, l'autre priorité stratégique de la Corée est la production d'électricité par pile à combustible. Le pays a d'ailleurs déjà commencé à installer des piles à combustible stationnaires, pour environ 620 MW de capacité, principalement utilisées pour la production d'électricité. L'objectif du gouvernement est d'atteindre une capacité de production d'électricité par pile à combustible de 15 GW d'ici 2040, dont 7 GW seraient destinés à l'exportation. La feuille de route fixe également un objectif pour l'application de la pile à combustible stationnaire dans les bâtiments (2,1 GW d'ici 2040). Si ces objectifs se réalisent, le gouvernement prévoit que la demande en hydrogène du pays passera de 1,8 Mt actuellement à environ 2 Mt en 2030 et à 5,26 Mt en 2040.

Une partie de cette consommation d'hydrogène sera assurée par une production nationale. L'industrie gazière du pays est d'ailleurs mobilisée, à l'image de Korea Gas Corporation (KOGAS) dont les objectifs de développement commercial de l'hydrogène à l'horizon 2030 prévoient notamment la construction de 25 usines de production d'hydrogène et de plus de 700 km de pipeline dédiés à l'hydrogène. Pour autant, étant donné les capacités de production (actuelles et futures) relativement réduites, il semble acquis que le pays devra, à terme, recourir à des importations pour satisfaire sa demande intérieure. Dans cette perspective, la Corée a commencé à développer des infrastructures nationales d'importation d'hydrogène et engagé des contacts avec des fournisseurs potentiels d'hydrogène, dont l'Australie et l'Arabie saoudite.

Ainsi, H2KOREA, un organisme regroupant les autorités publiques et des entreprises privées, a signé un mémorandum avec l'Australian Hydrogen Council, tandis que KOGAS (le principal gestionnaire coréen des importations de GNL) a signé en septembre 2019 un accord avec la société australienne Woodside Petroleum pour examiner la faisabilité d'un projet pilote d'hydrogène vert. KOGAS prévoit d'importer 0,3 Mt d'hydrogène d'ici 2030 et 1,2 Mt d'ici 2040.

La Corée a également commencé à nouer des relations de coopération techniques avec un certain nombre de pays, dont la Norvège, dans le domaine de la construction navale pour le transport de l'hydrogène liquéfié.

L'UNION EUROPÉENNE : LA DÉCARBONATION POUR MOTEUR

L'Union européenne (UE) est particulièrement engagée en faveur du développement d'une filière intégrée de l'hydrogène afin de décarboner l'économie du continent. Dans le cadre du Pacte vert européen (Green Deal), l'UE s'est donnée comme objectif de parvenir à la neutralité carbone d'ici 2050 et compte grandement sur l'hydrogène pour y parvenir. Dans cette perspective, l'UE a défini une stratégie sur l'hydrogène (juillet 2020) et, dans la foulée, a mis sur pied l'Alliance européenne pour l'hydrogène propre (novembre 2020) qui rassemble, sur le modèle de l'Alliance européenne des batteries, les acteurs de l'industrie, les autorités publiques nationales et locales, la société civile et d'autres parties prenantes, afin de mettre en œuvre la stratégie.

La stratégie de l'UE vise à favoriser la croissance de la demande pour de l'hydrogène propre de la part des secteurs de l'industrie et des transports, à mettre en place un cadre réglementaire offrant des règles claires pour les acteurs de l'ensemble de la filière (production, stockage, transport, etc.), et à encourager l'émergence d'un marché global de l'hydrogène. La Commission européenne coordonne la politique de l'UE en la matière, en articulation avec les États membres, dont plusieurs ont défini des stratégies nationales de l'hydrogène en complément de la stratégie européenne. Cette stratégie devrait, selon les vœux de la Commission, contribuer à consolider la position mondiale de l'UE en tant que producteur de normes en matière de transition énergétique, à promouvoir son influence technologique et à augmenter sa sécurité énergétique grâce à des partenariats avec des pays tiers. La stratégie de l'UE cherche d'ailleurs explicitement à faire de l'Europe une puissance exportatrice de technologies de l'hydrogène, en particulier d'électrolyseurs, dont plus de 60 % des capacités mondiales de fabrication actuelles sont situées dans les pays de l'UE.

Cette stratégie met l'accent sur l'utilisation de l'hydrogène dans l'industrie et le transport lourd (et à plus long terme, maritime et aérien) ainsi que sur son rôle d'équilibrage dans l'intégration des énergies renouvelables variables, en particulier l'éolien en mer dans la région nord-ouest et le solaire photovoltaïque dans le sud. Pour la Commission, il apparaît en effet essentiel de mettre en place un marché européen intégré de l'hydrogène, permettant des flux transnationaux facilités entre des régions de production potentiellement exportatrices (par exemple l'Espagne) et des régions de forte consommation et potentiellement importatrices (par exemple l'Allemagne et le Benelux). Dans cette perspective, un consortium de gestionnaires de réseaux de gaz couvrant une vingtaine de pays (y compris hors UE comme la Suisse et le Royaume-Uni) a lancé en 2020 une initiative appelée *European Hydrogen Backbone* (EHB) qui vise à déployer près de 40 000 km de gazoducs d'ici 2040, dont les deux tiers seront des réseaux de gaz naturel reconvertis et un tiers des gazoducs nouvellement construits.

La stratégie européenne envisage trois phases pour l'adoption de l'hydrogène. La première phase se concentre sur la mise en place des fondations du marché, avec un objectif intermédiaire d'installer 6 GW de capacités d'électrolyse alimentées par des énergies renouvelables et de produire 1 Mt/an d'hydrogène vert d'ici 2024. L'idée est de favoriser l'émergence de clusters régionaux où la production, la distribution et la demande seraient réunies, ce qui permettrait d'organiser à une échelle réduite une chaîne d'approvisionnement pouvant servir de modèle pour une extension ultérieure. Dans la deuxième phase (2025-2030), l'hydrogène renouvelable doit devenir compétitif afin de s'imposer comme une partie intégrante du système énergétique et se généraliser dans de nouvelles applications (sidérurgie, transport maritime, etc.). L'objectif à 2030 est de disposer de 40 GW de capacités d'électrolyse renouvelable, et de produire 10 Mt/an d'hydrogène vert d'ici là. Enfin, la troisième phase (post-2030) doit voir les technologies de l'hydrogène renouvelable arriver à maturité et être déployées à grande échelle dans tous les secteurs difficiles à décarboner.

La Commission semble porter peu d'intérêt pour le déploiement de l'hydrogène dans le secteur du transport routier léger. Environ 2 200 VEPC (principalement des voitures particulières) étaient en circulation dans les pays de l'UE à la fin de 2020, essentiellement en Allemagne. Une demi-douzaine de pays européens (dont l'Allemagne, la République tchèque, la France, les Pays-Bas, le Portugal et l'Espagne) ont défini des objectifs de déploiement de VEPC qui, s'ils sont atteints, devraient mettre environ 415 000 FCEV sur les routes européennes d'ici 2030. En proportion, cela reste très modeste par rapport aux ambitions affichées par la Japon et la Corée du Sud en la matière.

L'une des caractéristiques de la stratégie hydrogène de l'UE est, à l'inverse de beaucoup d'autres pays, de considérer prioritairement la production d'hydrogène par électrolyse à partir de sources renouvelables (c'est-à-dire l'hydrogène vert). Si les autres technologies bas-carbone (hydrogène bleu et jaune notamment) sont envisagées, c'est uniquement comme solution intermédiaire à court terme, le temps que le marché de l'hydrogène s'intensifie suffisamment pour rendre la production d'hydrogène vert compétitive. En conséquence, le déploiement de la production d'hydrogène bleu est relativement timide, malgré son importance envisagée à court terme. Deux projets sont néanmoins déjà opérationnels dans l'UE, l'un aux Pays-Bas (porté par Shell) et l'autre à Port Jérôme en France (Air Liquide). Les Pays-Bas sont d'ailleurs le pays le plus actif dans le développement de la production d'hydrogène bleu, notamment dans le cadre du projet Porthos qui prévoit le développement d'infrastructures de transport et de stockage de CO₂ dans le port de Rotterdam.

L'autre caractéristique de la stratégie européenne (partagée avec celles du Japon et de la Corée du Sud) **est d'assumer l'idée de devoir s'approvisionner en hydrogène depuis des pays extra-européen.** En effet, compte tenu des ambitions de consommation et des projets de production, il semble probable que l'UE sera dans l'obligation d'importer environ la moitié des 60 Mt d'hydrogène qu'elle prévoit de consommer à l'horizon 2050. Un certain nombre de

pays, dont l'Allemagne et les Pays-Bas, s'y préparent activement, en investissant massivement dans les infrastructures portuaires. Cette perspective représente une opportunité pour les pays d'Europe du Sud, en particulier l'Italie et l'Espagne, qui espèrent devenir des plateformes d'échange d'hydrogène, non seulement en produisant eux-mêmes de l'hydrogène vert grâce à leurs ressources propres, mais également en faisant transiter de l'hydrogène solaire importé depuis l'Afrique du Nord (notamment *via* les gazoducs existants) et réexpédié vers d'autres pays européens. L'opérateur de gazoducs italien Snam est particulièrement actif pour promouvoir le transport d'hydrogène par gazoducs à travers l'Europe.

D'importants financements sont prévus au niveau européen pour favoriser l'émergence d'une filière de l'hydrogène, notamment à travers la Banque européenne d'investissement (BEI) qui finance de nombreux projets de R&D dans le domaine, ou encore le programme européen *Clean Hydrogen for Europe* qui permet de financer des projets de R&D à hauteur d'un milliard d'euros sur 10 ans, en supplément des fonds débloqués par les États membres (plus de 250 millions d'euros pour l'Allemagne, 80 millions pour la France, etc.). Des programmes sectoriels spécifiques ont également été créés, comme par exemple FLAGSHIPS et ShipFC qui financent, entre autres, des projets de démonstration de navires maritimes à pile à combustible.

Un certain nombre de pays membres ont également inclus des investissements dans l'hydrogène dans le cadre du plan de relance européen post Covid-19, NextGenerationEU. Cumulés, ces engagements en faveur de l'hydrogène représentent environ 11,5 milliards d'euros sur la période 2021 à 2026, dont 3 milliards d'euros en Allemagne ainsi qu'en Italie, 2 milliards en France, 1,5 milliard en Espagne et environ 1 milliard d'euros en Pologne et en Roumanie.

L'un des défis de la stratégie hydrogène de l'UE est de mettre en place un cadre réglementaire permettant la création d'un marché propice au déploiement de l'hydrogène. Pour ce faire, la Commission a proposé en juillet 2021 une série de modifications de diverses directives et réglementations, également rendues nécessaires par l'adoption du paquet « Ajustement à l'objectif 55 » (*Fit for 55*), le nouvel objectif de réduction de 55 % des émissions de GES de l'UE en 2030, décidé en décembre 2020. Si elles sont approuvées par le Conseil de l'UE et le Parlement européen, ces modifications intégreront dans la législation de l'UE plusieurs objectifs pour l'utilisation de l'hydrogène et des carburants à base d'hydrogène dans l'industrie et les transports, et pour le développement des infrastructures requises. Pour le secteur de l'aviation en particulier, la proposition de la Commission est d'inclure dans l'initiative *ReFuelEU Aviation* l'objectif d'avoir 0,7 % de carburants de synthèse dans l'aviation d'ici 2030, puis 5 % d'ici 2035, 8 % d'ici 2040, 11 % d'ici 2045 et 28 % d'ici 2050.

Les modifications législatives prévues concernent également la directive sur les énergies renouvelables, pour y inclure un objectif de 50 % de consommation d'hydrogène renouvelable

dans l'industrie et au moins 2,6 % de carburants renouvelables d'origine non biologique d'ici 2030. Elles concernent également les règles sur les réseaux transeuropéens d'énergie (le règlement RTE-E) afin notamment d'inclure les réseaux d'hydrogène transfrontaliers (nouvellement construits ou reconvertis) et les projets transfrontaliers d'électrolyseurs de grande taille dans la liste des infrastructures éligibles au soutien de l'UE en tant que Projet Important d'Intérêt Européen Commun (PIIEC).

Ce dispositif permet à des projets industriels de recevoir un soutien financier public en dérogation aux limites habituelles en matière d'aides d'État. Il doit permettre de débloquer d'importants investissements dans des projets sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'hydrogène, stimulant ainsi son développement à grande échelle au cours de la prochaine décennie. Plusieurs États membres ont d'ores et déjà sauté le pas et présenté des PIIEC hydrogène pour un montant cumulé de plus de 60 milliards d'euros sur les 5 à 10 prochaines années (dont 9 milliards d'euros pour l'Allemagne et pour l'Espagne et 7 milliards pour la France). La totalité des financements des PIIEC provient des États membres (et non de l'UE). À noter que l'une des conditions des projets PIIEC est que l'hydrogène soit uniquement issu d'énergies renouvelables, l'hydrogène bleu ou gris étant considéré comme non conforme aux règles PIIEC qui prévoient d'éliminer progressivement tous les subsides à des activités nuisibles pour l'environnement.

FOCUS SUR L'ALLEMAGNE : UN POSITIONNEMENT D'IMPORTATEUR ASSUMÉ

Pionnière des énergies renouvelables, l'Allemagne est parmi les pays de l'UE l'un des plus avancés en matière de développement de l'hydrogène propre. En juin 2020, un mois avant la publication de la stratégie de l'UE sur l'hydrogène, le gouvernement allemand a dévoilé sa propre stratégie nationale sur l'hydrogène. Le pays a également largement profité de sa présidence du Conseil européen (juin à décembre 2020) pour promouvoir la stratégie européenne en matière d'hydrogène et faire adopter les PIIEC.

La Stratégie Hydrogène allemande (adoptée en juin 2020) fixe comme objectif de disposer de 5 GW de capacité d'électrolyse en 2030 et de 10 GW en 2040. L'une des particularités allemandes est de considérer que seul l'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable est durable à long terme. La stratégie allemande se concentre donc quasi exclusivement sur l'hydrogène vert.

Dans le cadre des PIIEC liés à l'hydrogène, l'Allemagne a prévu de soutenir une soixantaine de projets pour un investissement public de 9 milliards d'euros. Une partie significative de ces projets est localisée à proximité des côtes au nord du pays, où se concentrent à la fois la production d'électricité éolienne en mer et les futures portes d'entrée de l'hydrogène importé, comme le port de Hambourg. Le port de Rotterdam sera également un point clé de

l'approvisionnement en hydrogène de l'Allemagne par gazoduc, en particulier pour la région industrielle de Rhénanie-du-Nord-Westphalie.

L'Allemagne s'attend à devenir un importateur d'hydrogène. Afin de sécuriser ses futurs approvisionnements en hydrogène, mais également pour développer des coopérations techniques avec des pays désireux de développer leurs capacités de production d'hydrogène vert, l'Allemagne s'est engagée dans divers partenariats internationaux, dans la région de la mer du Nord, en Europe méridionale, ainsi qu'avec l'Arabie saoudite, l'Australie, le Chili, la Namibie, le Canada, l'Ukraine et le Maroc. Sur les 9 milliards de projets PIIEC, près de 2 milliards d'euros sont dédiés au développement de ces partenariats internationaux, en particulier avec les pays d'Afrique du Nord. De plus, le gouvernement allemand a annoncé, en juin 2021, le lancement du programme *H2 Global*, visant plus généralement à développer le marché international de l'hydrogène vert. Doté d'un budget de 900 millions d'euros, le programme proposera des contrats d'achat de dix ans sur des produits à base d'hydrogène, offrant ainsi aux investisseurs une certitude sur la rentabilité des projets.

Au-delà de cette volonté de sécuriser ses futurs approvisionnements, cette stratégie cherche également à promouvoir le développement d'une filière de l'hydrogène à l'échelle globale, car l'Allemagne ambitionne de devenir un champion mondial et un exportateur de technologies de l'hydrogène vert (électrolyseurs, piles à combustible, etc.). À l'heure actuelle, l'Allemagne détient déjà environ 20 % des parts de marché des électrolyseurs, avec notamment Uhde, filiale de Thyssenkrupp.

FOCUS SUR LA FRANCE : L'AMBITION DE LA SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUE

Si, à l'instar de l'Allemagne, la France montre depuis plusieurs années une ferme volonté de développer le secteur de l'hydrogène, la stratégie française sur l'hydrogène se distingue de celle de l'Allemagne par le choix d'établir une filière souveraine, permettant notamment de limiter le recours aux importations extra-européennes. Il s'agit pour la France de mettre en place une chaîne de valeur entièrement intégrée de l'hydrogène afin d'accroître son indépendance technologique et de renforcer sa sécurité énergétique, tout en entraînant des répercussions positives pour la croissance industrielle et économique.

Dans le cadre des PIIEC, la France compte investir 7 milliards d'euros d'ici 2030, dont 3 milliards d'ici 2023, afin de soutenir tous les segments de la chaîne de valeur. L'ambition est de faire rapidement baisser les coûts de production de l'hydrogène décarboné afin qu'il devienne compétitif par rapport à l'hydrogène gris.

L'objectif de production de la France est de disposer de 6,5 GW de capacités d'électrolyse d'ici 2030. Même si la technologie n'est pas totalement écartée, la France s'intéresse peu à la

production d'hydrogène décarboné par captage de CO₂ afin de garantir sa souveraineté énergétique et technologique. Au contraire de l'Allemagne qui ne considère que l'hydrogène issu d'énergies renouvelables, la France envisage l'utilisation d'électricité nucléaire.

La production d'hydrogène décarboné *via* une augmentation de la production d'électricité dans le parc nucléaire existant est d'ailleurs probablement l'option la moins coûteuse en France à court terme. En effet, une production supplémentaire d'électricité nucléaire à partir du parc existant (en faisant passer le facteur d'utilisation du parc de 70 % à environ 80 %) pourrait être suffisant pour alimenter la totalité de la capacité des électrolyseurs de 6,5 GW envisagée dans la stratégie nationale française (avec un facteur de charge des électrolyseurs supérieur à 80 %, soit 3 fois plus élevé que pour l'éolien et le solaire photovoltaïque) et assurer une production d'hydrogène de l'ordre de 2 Mt en 2030.

La France cherche activement à promouvoir l'utilisation de l'hydrogène dans le secteur du transport aérien et ferroviaire. Fin 2020, elle a ainsi investi 60 millions d'euros dans la filière aéronautique française pour des études de faisabilité de l'avion à hydrogène de demain. L'État a également annoncé son soutien pour près de 50 millions d'euros afin de permettre à quatre régions d'acquérir des trains régionaux à hydrogène (fabriqués par Alstom).

LES AUTRES PAYS EUROPÉENS

Ailleurs en Europe, l'Espagne et l'Italie ont également annoncé de grandes ambitions dans l'hydrogène.

L'Espagne prévoit d'atteindre 300 à 600 MW de capacités de production d'hydrogène vert d'ici 2024 et 4 GW en 2030. Dans le cadre du projet HyDeal mené par un consortium d'une trentaine de sociétés européennes, le pays prévoit d'installer 95 GW de capacités photovoltaïques pour alimenter 67 GW d'électrolyseurs afin de produire 3,7 Mt/an d'hydrogène d'ici 2030, dont une majeure partie sera exportée vers la France, l'Allemagne et le reste de l'Europe. C'est l'un des plus gros projets liés à l'hydrogène actuellement en développement.

De son côté, l'Italie entend capitaliser sur sa position centrale en Méditerranée, ses importantes ressources renouvelables et une infrastructure gazière bien développée. Comme l'Allemagne, l'Italie a prévu de porter ses capacités d'électrolyse à 5 GW d'ici 2030 et cherche à développer des vallées de l'hydrogène, l'une des priorités de sa feuille de route. Surtout, le pays affiche l'ambition de devenir un carrefour d'échanges d'hydrogène entre l'Afrique du Nord et l'Europe en reconvertissant les gazoducs actuellement en service pour le gaz naturel d'Afrique du Nord et l'ensemble du réseau gazier connectant l'Italie au reste de l'Europe en tubes pour hydrogène.

L'AUSTRALIE : UN PROFIL D'EXPORTATEUR

L'Australie affiche de grandes ambitions en matière d'hydrogène, visant explicitement à devenir un acteur majeur dans la production et le commerce mondial d'hydrogène d'ici 2030. L'approche du pays est guidée par la Stratégie nationale sur l'hydrogène, publiée en novembre 2019.

Dans l'ensemble, la stratégie hydrogène de l'Australie est davantage axée sur les objectifs économiques que sur les objectifs climatiques. Bien que la réduction de ses émissions de gaz à effet de serre et le respect de ses engagements pris dans le cadre de l'Accord de Paris fassent partie des objectifs de sa stratégie, la principale motivation du gouvernement australien, comme des industriels dans le développement de la production d'hydrogène, est clairement de créer des emplois en diversifiant l'économie, d'attirer des investissements et d'ouvrir de nouveaux marchés d'exportation, anticipant notamment la future baisse de la demande pour ses exportations de combustibles fossiles. Faire baisser l'intensité carbone de l'économie, particulièrement dépendante des industries à forte intensité carbone, telles que l'extraction du charbon et les exportations de gaz naturel liquéfié, n'est pas la priorité.

La stratégie australienne repose sur des partenariats public-privé plutôt que sur des objectifs quantitatifs et des mandats clairs. Quelque 70 projets sont ainsi soutenus par le gouvernement en cofinancement avec les acteurs industriels, avec comme ambition de mettre en place sept plaques tournantes régionales de l'hydrogène, permettant de regrouper géographiquement les producteurs et les utilisateurs, afin de réduire les coûts d'infrastructure, et de faire la démonstration du potentiel d'exportation de la filière.

Côté production, le potentiel de l'Australie est considérable, tant pour la production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables que pour la production d'hydrogène à partir de lignite avec CUSC. Actuellement, une dizaine de projets affichant des capacités supérieures à 1 GW sont en cours de développement ou à un stade précoce, dont quelques-uns des plus grands projets au monde comme le *Western Green Energy Hub* (20 Mt d'ammoniac par an grâce à plus de 20 GW de capacités d'électrolyse), l'*HyEnergy Zero Carbon Hydrogen* (8 GW) ou encore le projet Murchison (5 GW). Si tous les projets en développement aboutissent, la capacité d'électrolyse en Australie pourrait atteindre de 20 à 33 GW d'ici 2030, la grande majorité de l'hydrogène et de l'ammoniac ainsi produits étant destinée à être exportée. De même, l'Australie compte clairement exploiter ses importantes ressources gazières et charbonnières pour, associées au stockage du carbone, produire de l'hydrogène bas-carbone d'origine fossile. La première installation de production d'hydrogène à partir de charbon est entrée en service en mars 2021 dans le cadre du projet *Hydrogen Energy Supply Chain* (HESC) mené par HySTRA. Ce projet vise à terme à exporter de l'hydrogène liquide de l'Australie vers Kobe au Japon.

L'exportation est au cœur de la stratégie australienne. Alors que la demande intérieure actuelle d'hydrogène de l'Australie est assez faible et ses perspectives de croissance considérées comme limitées, le gouvernement estime que le pays dispose d'un potentiel très important pour produire à faible coût de l'hydrogène bas-carbone en vue de son exportation, en particulier à destination des marchés asiatiques proches.

L'Australie s'est ainsi engagée dans une série de partenariats internationaux visant à promouvoir le commerce de l'hydrogène, notamment avec le Japon, la Corée du Sud, la Chine et Singapour, identifiés comme des marchés potentiels dès 2025. En janvier 2020, l'Australie et le Japon ont signé un accord de coopération sur l'hydrogène et les piles à combustible, encourageant la coopération bilatérale en matière technologique et réglementaire, et ouvrant la voie à des futurs échanges commerciaux d'hydrogène. Des accords ont également été passés avec l'Allemagne et le Royaume-Uni afin de développer des coopérations techniques. **À l'horizon 2030, l'Australie ambitionne de figurer parmi les trois premiers exportateurs d'hydrogène vers les marchés asiatiques.**

LES ÉTATS-UNIS : LE RETOUR D'UN GÉANT

Les États-Unis ont été l'un des plus anciens partisans de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique. Lors des précédentes vagues d'intérêt pour l'hydrogène (années 1980, années 2000), ils furent l'un des principaux défenseurs de l'adoption des technologies de l'hydrogène, notamment au début des années 2000 lorsque le gouvernement américain a fortement soutenu la R&D sur l'hydrogène et les piles à combustible. La principale motivation à l'époque était politique, visant à s'affranchir de la dépendance envers les importations pétrolières ; les motivations climatiques ont au contraire toujours été secondaires.

Mais les États-Unis ont accumulé un certain retard dans la définition d'une stratégie nationale pour l'hydrogène propre. Plus qu'ailleurs dans le monde, les politiques publiques fédérales des États-Unis vis-à-vis des technologies à faible émission de carbone évoluent au gré des alternances de pouvoir (les Démocrates y étant clairement plus favorables que les Républicains), et les approches divergent grandement d'un État à l'autre. La présidence Trump, marquée par un profond mépris pour les enjeux de transition énergétique, couplé à une baisse de la dépendance pétrolière du pays due à la forte hausse de la production nationale depuis une quinzaine d'années, s'est traduite par une absence d'avancée en la matière.

À l'heure actuelle, c'est le *Hydrogen Program Plan* (novembre 2020), émanant du département de l'Énergie (DoE), qui sert de cadre de référence. Ce document affirme l'ambition américaine de parvenir à faire de l'hydrogène une technologie « *abordable, largement disponible et fiable* » qui puisse devenir « *une partie intégrante de nombreux secteurs de l'économie* ». Sont notamment ciblés les secteurs du transport, de la production et du stockage d'électricité, du chauffage et de la production d'ammoniac et d'engrais. Au lieu de fixer des objectifs de déploiement et de production comme le font de nombreux pays, ce programme se concentre, via un schéma de soutien à la R&D, sur des objectifs de coûts (afin de rendre la production d'hydrogène bas-carbone compétitive) et de performances permettant l'adoption des technologies de l'hydrogène, y compris en cherchant à éliminer les obstacles institutionnels et commerciaux qui entravent le développement de la filière.

Une nouvelle dynamique a été impulsée par l'arrivée à la présidence de Joe Biden. L'adoption, en novembre 2021, de la loi bipartite sur les investissements et l'emploi dans les infrastructures (*Infrastructure Investment and Jobs Act*) longuement débattue, devrait enfin permettre au gouvernement fédéral de préciser ses intentions sur l'hydrogène. En juin 2021, le DoE a annoncé une nouvelle initiative, l'*Hydrogen Energy Earthshot*, visant à réduire les coûts de fabrication des électrolyseurs et de production de l'hydrogène propre pour atteindre 1,00 USD/kg d'ici 2030, afin, selon les espoirs du gouvernement américain, de parvenir à quintupler la demande d'hydrogène propre dans le pays. Cette initiative s'accompagne d'un

financement de 52,5 millions de dollars pour soutenir une trentaine de projets allant dans ce sens.

L'investissement des autorités fédérales dans le secteur de l'hydrogène pourrait connaître une hausse sensible dans les prochains mois de l'année 2022. Alors que les investissements publics dans l'hydrogène du DoE étaient jusqu'à présent limités à environ 150 millions de dollars par an, l'entrée en vigueur de l'*Infrastructure Investments and Jobs Act* en novembre 2021 devrait permettre de porter les investissements futurs à quelque 9 milliards de dollars sur la période 2022 à 2026, soit un ordre de grandeur comparable aux efforts européens engagés dans le cadre du plan *NextGenerationEU*. Sur les 9 milliards de dollars, 8 milliards iront au développement de plaques tournantes régionales d'hydrogène, et un milliard de dollars sera affecté à des projets de recherche et développement et de démonstration d'électrolyseurs. Le DoE estime que la consommation américaine d'hydrogène pourrait ainsi être multipliée par six d'ici 2050 et qu'à cette date, l'hydrogène pourrait assurer jusqu'à 14 % de la demande énergétique totale du pays.

L'*Infrastructure Investments and Jobs Act* prévoit la création d'au moins quatre centres régionaux d'hydrogène propre, dont deux devraient être situés dans les régions américaines riches en ressources en gaz naturel. Le document prévoit qu'un centre soit spécialisé dans la production à partir de combustibles fossiles, une autre à partir d'énergie renouvelable et un dernier d'énergie nucléaire. Le charbon est également mentionné comme une source potentielle. La Californie (où la conscience des enjeux climatiques est importante), le Texas (qui dispose d'un excédent de production d'électricité verte) et la Louisiane (qui est actuellement un centre gazier et dispose de capacités de stockage, d'un vaste réseau de pipelines, de terminaux de GNL, etc.) sont les États ayant le plus gros potentiel pour le développement de la filière hydrogène. La Californie est, de loin, l'État américain le plus avancé dans le développement d'une filière de l'hydrogène bas-carbone, notamment destiné au transport routier (quelque 9200 VEPC y circulent).

Du fait de leurs importants secteurs du raffinage et de la chimie, les États-Unis sont déjà l'un des plus gros producteurs et consommateurs d'hydrogène (11 Mt/an, soit 13 % de la demande mondiale), dont l'essentiel est produit par reformage du gaz naturel. Si à peine 17 MW d'électrolyse pour la production dédiée d'hydrogène étaient opérationnels aux États-Unis mi-2021, quelque 1,4 GW de capacités supplémentaires sont actuellement en construction ou financés. Cependant, les industriels américains semblent surtout privilégier le déploiement de capacités de production d'hydrogène bleu, poussés notamment en cela par les crédits d'impôts offerts par le gouvernement (*45Q Tax Credit*). Le plus grand projet de production d'hydrogène bleu actuellement en construction dans le monde (*Wabash Valley Resources*) se situe aux États-Unis. La production d'hydrogène bas-carbone devrait ainsi considérablement augmenter d'ici 2030 pour atteindre environ 1,4 Mt/an.

LA CHINE : PREMIER UTILISATEUR MONDIAL D'H₂

Avec une consommation annuelle de plus de 25 Mt, la Chine est le premier utilisateur mondial d'hydrogène, principalement dans le raffinage (9 Mt) et le secteur chimique (16,5 Mt). Cette demande est satisfaite par la production nationale basée sur les combustibles fossiles, dont 60 % pour le charbon et 25 % pour le gaz naturel. Si la production d'hydrogène à partir de charbon est actuellement la méthode la moins chère (environ 1 USD/kg d'hydrogène), c'est également la plus émettrice de CO₂.

En 2020, la Chine a annoncé son ambition d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2060. L'utilisation de l'hydrogène sera cruciale pour atteindre cet objectif climatique, en particulier pour le vaste secteur industriel du pays, qui représente 60% de la demande énergétique finale. La Chine est d'ailleurs le plus grand producteur de méthanol, d'ammoniac et d'acier, trois sous-secteurs dans lesquels l'utilisation d'hydrogène à faible émission de carbone pourrait jouer un rôle important à l'avenir. À noter qu'outre les objectifs climatiques, l'utilisation de l'hydrogène est également vue en Chine comme un moyen de résoudre les problèmes de qualité de l'air dans les villes.

Dans le cadre du 14^e plan quinquennal (2021-2024), le pays s'est fixé comme objectif de produire la moitié de son hydrogène à partir d'énergies renouvelables d'ici 2030. Il ne compte cependant pas abandonner la production à base de charbon mais prévoit de développer ses capacités de captage du CO₂ pour décarboner cette production. Étonnamment, alors même que la Chine dispose d'un tiers des capacités mondiales de fabrication d'électrolyseurs, le pays a, par rapport à d'autres régions, encore peu progressé dans le déploiement d'électrolyseurs pour la production d'hydrogène. Les choses pourraient rapidement changer. La Chine a en effet largement développé ses capacités de production d'énergie renouvelable au cours de ces dernières années, en particulier dans les régions où le potentiel de production est important mais la demande énergétique assez faible, à l'ouest du pays. L'électrolyse pourrait permettre de stocker l'énergie pour une utilisation locale ou la transporter vers des régions où les besoins énergétiques sont importants. D'ailleurs, en réponse à la croissance anticipée du marché intérieur, tous les principaux fabricants chinois d'électrolyseurs ont annoncé leur intention d'étendre leurs capacités de production.

Pour l'heure, le principal secteur dans lequel le gouvernement soutient le développement de l'usage de l'hydrogène est celui du transport. Probablement encouragée par le volontarisme de ses voisins japonais et coréen, la Chine a lancé ces dernières années divers programmes pour promouvoir l'utilisation de piles à combustible à hydrogène dans le transport lourd (bus et camions). Le pays possède d'ailleurs le troisième plus grand stock de VEPC au monde et est le champion dans le déploiement de camions et d'autobus à pile à combustible : fin 2020, 8 400 FCEV étaient en circulation, dont deux tiers de bus et un tiers de camions.

LA RUSSIE : UNE STRATÉGIE DÉFENSIVE

La Russie a publié, en juin 2020, sa Stratégie énergétique à 2035, suivie, en octobre 2020, de sa Feuille de route pour le développement de l'hydrogène d'ici à 2024 et, en août 2021, son Concept pour le développement de l'hydrogène en Russie. Ces documents exposent, en termes assez généraux, un plan d'action pluriannuel pour le développement d'une filière hydrogène russe : si l'objectif central de maintenir une position dominante de la Russie dans le secteur énergétique mondial est explicite, la manière dont cette stratégie se concrétisera reste incertaine en l'absence d'une définition claire des domaines prioritaires, d'une évaluation des investissements qui seront nécessaires (et la contribution des pouvoirs publics à ces financements) et de précision sur le rôle du secteur privé.

S'apparentant plus à une expression d'intention qu'à un plan d'action concret, les documents officiels publiés ces dernières années par le gouvernement russe sur sa stratégie hydrogène relèvent avant tout d'une tentative de la Russie pour s'adapter à l'évolution du paysage énergétique mondial engagée par la transition énergétique, et **éviter ainsi un déclassement stratégique**. Ces changements sont en effet porteurs de risques pour le pays étant donné l'importance de son secteur pétrolier et gazier, et sa dépendance aux recettes d'exportation de pétrole et de gaz. Face à la décarbonation annoncée de l'économie européenne (le principal marché du pétrole et gaz russe à l'heure actuelle), le positionnement de la Russie sur l'hydrogène est encore aujourd'hui essentiellement défensif, le pays cherchant à s'adapter sans pour autant être pro-actif et sans avoir défini précisément ses priorités. Le Concept, dernier document publié, s'apparente ainsi plus à un catalogue de tactiques qu'à un ensemble cohérent de principes directeurs, d'objectifs ou d'instructions.

Pour autant, la Russie proclame clairement son intention de devenir un champion géopolitique mondial en matière d'hydrogène. Le gouvernement russe estime que le pays dispose d'un avantage compétitif dans le domaine de l'hydrogène en raison de ses vastes ressources en hydrocarbures et de sa puissante industrie pétrolière et gazière, ses importantes capacités de production d'électricité, les infrastructures de transport existantes pour le gaz naturel et la proximité géographique des principaux marchés consommateurs (Europe et Asie de l'Est). Cherchant à capitaliser sur ses atouts, la Russie ambitionne de devenir un producteur et un exportateur d'hydrogène de rang mondial, capable d'exporter 0,2 Mt d'hydrogène en 2024, 2 Mt en 2035 et entre 15 et 50 Mt en 2050. En 2030, la Russie ambitionne d'assurer 15 % des exportations globales d'hydrogène. Ces objectifs semblent, à l'heure actuelle, très ambitieux, d'autant qu'il n'existe pas encore de cadre de régulation spécifique pour l'hydrogène en Russie, ce qui apparaît comme un frein au développement de la filière, actuellement régulée par une série de lois non adaptées aux particularités de l'hydrogène. À noter que la Russie est également un important producteur de matières

premières nécessaires pour la fabrication des technologies hydrogène, dont le platine utilisé dans la fabrication des électrolyseurs.

L'un des points essentiels de la stratégie russe (même si sa concrétisation reste encore très floue) est la création d'installations de production d'hydrogène bas-carbone orientées vers l'exportation au sein d'une série de plaques tournantes, censées répondre chacun à un marché spécifique. Au moins trois sont envisagées : une au Nord-Ouest, une à l'Est et une dans la zone arctique. Le Concept suggère également la possibilité d'une quatrième plaque tournante au Sud. Même si leurs localisations précises restent à déterminer, les plaques du Nord-Ouest et de l'Est devraient être situées de manière à répondre à la future demande en hydrogène en Europe (la Russie envisagerait ainsi notamment l'utilisation du gazoduc Nord Stream 2, dont les spécificités techniques devraient lui permettre de transporter jusqu'à 80 % d'hydrogène) et en Asie de l'Est. La plaque arctique serait au contraire localisée, non en fonction des marchés de consommation, mais en fonction des capacités de production russe, avec la mise en valeur de nouvelles ressources gazières dans la région arctique, et en réponse à l'intérêt stratégique plus large de la Russie de maintenir une forte présence économique (et militaire) dans l'Arctique. Une plaque Sud est envisagée mais ni sa fonction, ni sa localisation n'ont été explicitement définis. Les candidats probables pour les plaques Nord-Ouest, Est et Arctique seraient respectivement l'oblast de Leningrad, la région de Vladivostok ou celle de Sakhaline, et celle de la péninsule de Yamal où se concentrent déjà des activités gazières.

La coopération internationale de la Russie en matière d'hydrogène reste encore peu développée, même si le Concept met l'accent sur ce point afin de mettre au point des projets pilotes, établir des normes industrielles et des réglementations commerciales. Certes, la feuille de route énumère une série de partenaires internationaux potentiels (dont l'Allemagne, l'Australie, la Corée du Sud, le Danemark, les Émirats Arabes Unis, l'Italie, le Japon ou encore les Pays-Bas) mais, à l'exception de l'Allemagne, peu d'accords ont été effectivement signés ou peu de projets lancés. Bien que n'étant pas mentionnée dans les documents officiels, l'Arabie saoudite est également citée par les responsables russes comme un partenaire potentiel.

La Russie considère en particulier l'Allemagne comme un partenaire clé dans cet effort de développement d'une filière russe de l'hydrogène, bien que cela semble entrer en contradiction avec son intention de conquérir le marché européen de l'hydrogène. Les ministères allemand et russe en charge de l'énergie ont signé une lettre d'intention le 20 avril 2021. Pour l'Allemagne, les bénéfices de cette coopération incluent non seulement un accès potentiel à l'hydrogène bas carbone, mais aussi l'ouverture d'un marché pour les technologies allemandes de l'hydrogène et, plus stratégiquement, un rôle particulier dans l'accompagnement de l'adaptation de la Russie à une économie européenne décarbonée. Mais en l'absence d'un programme national sérieux de décarbonation en Russie, stimuler la

production d'hydrogène sans demande intérieure significative et principalement pour les exportations apparaît comme un défi.

La Russie affiche une position de neutralité technologique, envisageant la production d'hydrogène aussi bien à partir d'hydrocarbures avec stockage du carbone, de nucléaire ou d'énergies renouvelables, même si le potentiel solaire et éolien limité du pays ne devrait pas lui permettre la production à grande échelle d'hydrogène vert. Certaines compagnies, dont l'italienne Enel, ont néanmoins annoncé leur intérêt (encore très flou) pour la production d'hydrogène à partir d'éolien en mer, destiné à être exporté vers l'UE. En pratique, il semble probable que la Russie produira prioritairement de l'hydrogène d'origine fossile avec stockage du carbone, avec un rôle secondaire pour l'hydrogène d'origine nucléaire, et un rôle mineur pour l'hydrogène renouvelable.

La feuille de route attribue un rôle particulier aux compagnies publiques gazière Gazprom et nucléaire Rosatom pour atteindre les objectifs fixés dans la stratégie énergétique.

Avec la baisse attendue de la demande future de gaz naturel dans l'UE, les exportations d'hydrogène bleu pourraient offrir la possibilité à **Gazprom** de diversifier ses activités et renouveler son modèle économique. Gazprom est déjà un important producteur d'hydrogène gris (environ 360 000 t/an) et dispose d'un vaste réseau de gazoducs, interne et à l'international. Le principal défi sera néanmoins de produire de l'hydrogène avec stockage du carbone, une technique encore inutilisée en Russie à l'heure actuelle. Plutôt que de produire de l'hydrogène et de l'exporter, l'une des options envisagées par Gazprom serait de continuer à acheminer le gaz naturel par gazoduc pour produire l'hydrogène bleu à proximité des marchés de consommation, pour autant qu'il soit possible de stocker le carbone sur place.

La compagnie nucléaire de l'État russe **Rosatom** s'intéresse également à l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement en hydrogène, avec pour objectif à long terme de devenir un fournisseur de technologies de l'hydrogène, notamment en lançant la production d'électrolyseurs (que, pour l'instant, la Russie importe). En avril 2021, Rosatom a signé un accord avec le groupe EDF pour coopérer sur des projets d'hydrogène bas-carbone dans le domaine des transports et de la décarbonation industrielle en Russie et en Europe. Rosatom produit déjà quelque 4 200 t/an d'hydrogène d'origine nucléaire. Augmenter sa production lui permettrait de mieux utiliser ses actifs de production nucléaire, dont certains fonctionnent en dessous de leur capacité. Pour autant, Rosatom, qui est également un acteur important du marché russe de l'éolien, maintient une neutralité technologique sur le type d'hydrogène à produire (vert ou jaune). Rosatom participe à un projet de train à hydrogène à Sakhaline et à un autre projet, encore au stade préliminaire, d'exportation d'hydrogène bleu vers le Japon, pour lequel des accords ont été signés avec le gouvernement japonais (septembre 2019) et avec la société française Air Liquide (avril 2021). Ce second projet, également situé à Sakhaline

(dont le gouverneur est un ancien dirigeant de Rosatom) ambitionne de fournir jusqu'à 40 % des besoins en hydrogène du Japon à l'horizon 2030.

La compagnie gazière privée **Novatek**, l'un des principaux producteurs de gaz naturel liquéfié (GNL) en Russie, envisage de produire quelque 2,2 Mt d'ammoniac bas carbone (vert ou bleu) dans son port de Yamal LNG (région arctique). L'avantage de l'ammoniac pour Novatek est qu'il peut, comme le GNL, être transporté par navire et affranchir ainsi Novatek de sa dépendance envers le réseau de gazoducs de Gazprom.

À noter enfin qu'en novembre 2020, à l'initiative de l'Université polytechnique de Tomsk, six prestigieuses universités techniques de Russie se sont réunies pour créer un pôle de recherche baptisé la « Vallée de l'hydrogène technologique », dont l'objectif est de créer des synergies dans la recherche sur l'hydrogène et d'établir une coopération avec les principaux acteurs intéressés par le développement de l'hydrogène en Russie, dont Rosatom et Gazprom.

AILLEURS DANS LE MONDE

Plusieurs pays ou régions ont commencé à investir dans l'hydrogène, avec l'espoir de devenir des pays exportateurs.

C'est notamment le cas du **Chili** qui, grâce à un énorme potentiel d'énergie renouvelable, largement supérieure à sa consommation, considère qu'il pourrait produire de l'hydrogène vert parmi les moins chers au monde. Le gouvernement a ainsi publié sa stratégie sur l'hydrogène vert en novembre 2020 avec l'objectif de devenir la première destination en Amérique latine pour les investissements dans l'hydrogène renouvelable d'ici 2025 et l'un des plus grands exportateurs mondiaux de carburants à base d'hydrogène d'ici 2030. La stratégie vise également à installer 25 GW de capacités d'électrolyse d'ici 2030.

Le Moyen-Orient pourrait aussi devenir une région de production de masse d'hydrogène bas-carbone grâce à la fois à ses gigantesques réserves pétrolières et gazières, et à son énorme potentiel d'énergie renouvelable (en particulier solaire). Selon l'AIE, les pays de la région pourraient produire de l'hydrogène vert ou bleu à un coût nettement inférieur à celui de la plupart des autres régions du monde. De plus, les pays du Moyen-Orient ont l'habitude d'exporter du GNL, dont le savoir-faire pourra être utile pour développer des exportations d'hydrogène liquide, d'ammoniac et de méthanol. Pour toutes ces raisons, les pays du Moyen-Orient ambitionnent à devenir de grands fournisseurs internationaux d'hydrogène bas carbone, en particulier Oman, l'Arabie saoudite et les Émirats Arabes Unis qui sont tous les trois parties partenaires dans divers projets internationaux en cours de développement. L'Arabie saoudite a ainsi passé des accords avec le Japon et des pays européens dont l'Allemagne.

Enfin, le **Canada**, qui a publié en décembre 2020 son plan climatique affirmant son objectif de neutralité carbone en 2050, affiche également d'importantes ambitions dans l'hydrogène, d'autant qu'il abrite certains des principaux développeurs de technologies du secteur (dont Ballard Power Systems et Hydrogenics, également implanté en Belgique et en Allemagne, et aujourd'hui filiale de l'Américain Cummins). Selon ce plan, l'hydrogène pourrait représenter jusqu'à 30 % du bouquet énergétique du pays en 2050. Le Canada laisse toutes les options de production d'hydrogène ouverte, tant bleu (grâce aux importantes réserves de pétrole et de gaz dont disposent plusieurs provinces) que vert et jaune. Son ambition est de devenir un exportateur de carburants à base d'hydrogène.

III – LES FUTURS RAPPORTS DE FORCES DE L'HYDROGÈNE

LES FACTEURS CLÉS DE LA PUISSANCE

L'engouement pour l'hydrogène et ses promesses annoncent, potentiellement, une révolution d'ampleur des systèmes énergétiques mondiaux et, par extension, des hiérarchies de puissance dans les relations internationales.

Pourtant, l'avenir de l'hydrogène est encore loin d'être tracé, tant les incertitudes restent nombreuses. Les précédents épisodes d'enthousiasme collectif pour l'hydrogène, rapidement retombés après s'être heurtés au mur des défis techniques et des réalités économiques, appellent à la prudence. Certes, le contexte a changé et les motivations, aujourd'hui centrées sur la nécessité de décarboner les systèmes énergétiques et industriels, donnent des fondements autrement plus solides que par le passé à la mise en place d'une véritable économie de l'hydrogène. Mais pour l'heure, celle-ci n'existe pas (encore) et la mobilisation de l'ensemble des acteurs politiques et industriels se fait actuellement plus sur des anticipations que sur base d'une réalité concrète, alors même que prévoir l'évolution des systèmes énergétiques à 10 ans, voire à 30 ans comme l'impose aujourd'hui la définition des stratégies hydrogènes des États, est une gageure.

Les incertitudes sur l'ampleur du développement des nouvelles chaînes de valeur de l'hydrogène sont en elles-mêmes porteuses de risques. Si d'un côté des investissements colossaux dans les capacités de production et les infrastructures de stockage et de transport de l'hydrogène sont une condition nécessaire pour réduire les coûts globaux de la filière, de l'autre, l'absence de visibilité sur l'évolution réelle de l'offre comme de la demande ainsi que sur la manière dont se structurera le marché rend ces investissements particulièrement risqués. Les pays qui auront parié sur la « mauvaise » voie pourraient subir des pertes importantes. Ce serait par exemple le cas pour les pays qui engageraient d'importants investissements pour devenir exportateur d'hydrogène avant de se rendre compte que le marché n'apparaît pas. À l'inverse, ce serait aussi le cas pour les pays qui financeraient largement le développement d'un marché national de l'hydrogène avant de réaliser l'importance des importations nécessaires, ou encore pour les pays qui feraient le pari d'une technologie qui s'avèrerait être une impasse économique en l'absence de véritable débouché. Faut-il ainsi investir massivement pour le déploiement de capacités de recharge en hydrogène à destination des VEPC en dépit des doutes sur le futur usage de l'hydrogène dans le transport

routier ? Les pays qui apporteront une réponse erronée à cette question risquent de s'en retrouver pénalisés.

Nombre d'enjeux, de nature géopolitique et géoéconomique, se dessinent, en faisant l'hypothèse que les conditions de déploiement de l'hydrogène soient bien réunies, que les défis techniques (notamment pour que l'hydrogène puisse trouver des débouchés dans les secteurs du transport maritime et aérien) et financiers (en particulier pour résoudre l'équation de la compétitivité de l'hydrogène par rapport aux alternatives, carbonées ou non) soient surmontés.

La transition d'un système énergétique organisé autour des énergies fossiles vers un système dominé par les énergies renouvelables et l'hydrogène est généralement présentée comme éminemment **disruptive**, renouvelant en profondeur les facteurs de puissance et de dépendance. En particulier pour les pays aujourd'hui importateurs d'énergies fossiles, cette transition offrirait l'occasion de **briser l'hégémonie des États producteurs de pétrole et de gaz**, et de s'affranchir de leur dépendance envers ces pays. Considérant que pratiquement tous les pays ont potentiellement accès à des ressources renouvelables (solaires et/ou éoliennes) et pourraient donc en principe s'approvisionner en ressources locales, la nouvelle donne créée par l'hydrogène pourrait leur permettre de renforcer leur sécurité énergétique et géostratégique. C'est le cas notamment des pays européens, des États-Unis, de la Chine ou encore du Japon. À l'inverse, elle devrait priver les pays dont la puissance découle actuellement de leur position privilégiée en tant que fournisseurs d'hydrocarbures de leur principal atout géopolitique et leur faire subir un déclassement stratégique. Les pays du Moyen-Orient en particulier figurent dans cette catégorie.

En réalité, de nombreux paramètres doivent être pris en considération pour tenter de dresser une cartographie du futur marché de l'hydrogène et de ses enjeux, qui forcent à nuancer cette vision. Car s'il est vrai que les énergies renouvelables, et donc l'hydrogène produit grâce à elles, ont le potentiel de décentraliser le système énergétique, il est également vrai que l'économie réelle ne fonctionne pas de cette manière. Ainsi, plus probablement, la future économie de l'hydrogène sera façonnée par la mise en place d'un marché sur lesquels les acteurs se positionneront en fonction de leurs avantages comparatifs, en combinaison avec les choix politiques qui seront faits par les gouvernements. Ainsi, même si la plupart des pays peuvent théoriquement produire de l'hydrogène dont ils ont besoin sur leur territoire national, certains choisiront plutôt, pour des raisons économiques, de s'approvisionner sur un marché international, tandis que d'autres y verront des opportunités commerciales et chercheront à développer une production destinée à l'exportation.

Plusieurs implications géopolitiques devraient en découler. D'une part, de nouvelles rivalités technologiques et géo-économiques pourraient voir le jour entre les pays pour le contrôle des technologies de l'hydrogène. D'autre part, de nouvelles dépendances entre États seront

créées, qui pousseront les gouvernements ayant opté pour le recours aux importations à chercher à en atténuer les risques induits. Enfin, certains pays aujourd'hui au centre du jeu énergétique international pourraient voir leur position se dégrader, avec éventuellement des conséquences politiques intérieures si la perte des revenus liés au pétrole et au gaz ne sont pas compensés.

LA MAITRISE DES TECHNOLOGIES DE L'HYDROGÈNE

Le premier enjeu est celui du contrôle des technologies de l'hydrogène, qui pourrait permettre à certains pays de devenir des fournisseurs incontournables et placerait donc d'autres pays en situation de dépendance. Tous les segments de la chaîne de valeur sont concernés : production (électrolyseurs, stockage du carbone, pyrolyse, etc.), transport (par gazoduc ou par navire), stockage, usage (pile à combustible, etc.), etc.

Dans ce domaine, certains pays ont clairement déjà pris une longueur d'avance et commencé à affirmer leur influence technologique. Il s'agit notamment des pays pionniers dans le déploiement de la filière, dont l'**Allemagne**, la **Corée du Sud** ou encore le **Japon** qui a aujourd'hui une nette avance technologique dans le domaine des piles à combustible, détenant près de 40 % de tous les brevets en la matière. Certains pays pourraient également profiter de leurs savoir-faire industriels et de leur compétitivité pour s'adjuger une position dominante sur certaines technologies-clés. Ainsi la production d'électrolyseurs est déjà plus de 80 % moins chère en **Chine** que dans les pays occidentaux, ce qui peut faire craindre en Europe et en Amérique du Nord que la Chine, après avoir assis sa domination sur la production de terres rares, la fabrication de modules solaires photovoltaïques (PV) ou encore des batteries pour voitures électriques, ne domine à nouveau une technologie critique de la transition énergétique. Le lancement en décembre 2020 de l'Alliance européenne pour l'hydrogène propre, qui vise à renforcer la coopération entre industriels et pouvoirs publics à l'échelle européenne afin de faciliter l'émergence d'une filière intégrée de l'hydrogène dans l'UE, se veut une réponse européenne à ce risque.

LA DÉFINITION DE NORMES ET STANDARDS INTERNATIONAUX

Indispensable pour le développement d'un marché intégré, la définition de normes encadrant la production, le commerce et l'usage de l'hydrogène est également au cœur d'une bataille d'influence entre (futurs) puissances de l'hydrogène. Ces règles internationales portent notamment sur l'établissement d'un système de certification permettant **d'identifier précisément la teneur en carbone de l'hydrogène et des carburants dérivés.** L'enjeu immédiat est bien sûr de programmer l'élimination progressive de l'hydrogène gris et son exclusion du commerce international. Au-delà, la question du statut de l'hydrogène bleu est centrale et potentiellement lourde de conséquences. Si sur le long terme, l'hydrogène vert doit être privilégié en raison de la non neutralité carbone de

l'hydrogène produit à partir de gaz naturel (même avec les techniques de captage et de stockage du CO₂), à court terme la question reste posée de savoir si l'hydrogène bleu doit être accepté dans les échanges internationaux et pour combien de temps, d'autant que, à l'heure actuelle, étant donné les systèmes énergétiques en place et les sources de production de l'électricité (encore dominée par les énergies fossiles), l'hydrogène bleu a une empreinte carbone souvent plus faible que l'hydrogène électrolytique dans la plupart des régions.

Le choix que feront les grandes puissances sera déterminant et affectera l'ensemble de la chaîne de production. En particulier, la politique que suivra l'Union européenne aura un impact essentiel sur le statut d'un pays comme la Russie, dont les capacités de production d'hydrogène bleu sont potentiellement très importantes, au contraire de l'hydrogène vert. Sa place sur l'échiquier mondial de l'hydrogène dépend en grande partie des décisions qui seront prises à Bruxelles, ce qui a d'ores et déjà été bien compris à Moscou.

LA MATRICE DE LA GÉOGRAPHIE DES ÉCHANGES D'H₂

Aujourd'hui, l'hydrogène est encore une industrie très localisée. Environ 85 % de l'hydrogène est produit et consommé sur place, principalement dans les raffineries. Avec le développement des besoins en hydrogène, cet équilibre va rapidement devenir obsolète et forcer les pays à devoir faire un ensemble de choix, liés non pas tant à la technologie qu'à la géographie de la production et de l'utilisation de l'hydrogène.

Le principal élément du coût de production de l'hydrogène est le prix de l'énergie. Pour l'hydrogène vert, il s'agit du prix du kilowattheure d'origine solaire ou éolienne, qui dépend essentiellement des conditions d'ensoleillement ou d'exposition au vent. Pour l'hydrogène bleu, il s'agit du prix du gaz naturel et du coût des solutions de stockage du CO₂. En raison de ces différences géographiques, certaines régions seront inévitablement avantagées tandis que d'autres seront mises sous contraintes, et il pourrait ainsi être plus rentable pour certains pays d'importer de l'hydrogène renouvelable plutôt que de le produire localement. À l'inverse, pour les pays dotés d'excellentes ressources renouvelables ou gazières (couplées avec des capacités de stockage du carbone), le commerce international de l'hydrogène pourrait offrir l'occasion de développer leurs exportations. L'AIE estime ainsi par exemple que pour le Japon et l'Union européenne, l'importation d'hydrogène renouvelable pourrait être plus compétitif que la production nationale dès 2030, même en considérant les coûts de transport (respectivement depuis l'Australie et l'Afrique du Nord) et que, sur base de ces considérations économiques, les échanges d'hydrogène et de carburants à base d'hydrogène pourraient représenter jusqu'à 20 % de la demande mondiale en 2050 (et même 50 % pour l'ammoniac dont les coûts de transport sont comparativement plus faibles).

Un tel commerce transfrontalier d'hydrogène, qu'il se fasse par gazoduc ou par navire, pourrait produire de nouvelles dépendances entre États et engendrer de nouveaux risques géopolitiques. En cela, l'hydrogène se distingue de l'électricité, souvent considérée comme un facteur de réduction des tensions géopolitiques en raison de la réciprocité des échanges : avec l'interconnexion des réseaux électriques nationaux voire régionaux, l'électricité circule dans les deux sens, rendant les pays de plus en plus interdépendants, réduisant ainsi *a priori* le risque de tensions géopolitiques. **Pour l'hydrogène, les flux seront plus probablement unidirectionnels**, entre des pays établis comme importateurs et d'autres comme exportateurs. Dans ces circonstances, la géopolitique de l'hydrogène ressemblera plus à la dynamique internationale des vecteurs énergétiques conventionnels, comme le gaz naturel, qu'à l'électricité. Des exceptions peuvent exister, comme en Europe où le futur réseau de transport d'hydrogène pourrait parfaitement prévoir une circulation nord-sud en hiver (lorsque la production éolienne en Mer du Nord est importante et l'ensoleillement des pays méditerranéens réduit) et sud-nord en été (lorsque la production d'hydrogène solaire en Europe du Sud sera maximale).

Selon toute vraisemblance, un marché international de l'hydrogène va se mettre en place sur la base de plusieurs facteurs. Le premier est le **différentiel des coûts de production de l'hydrogène entre les pays** (différentiel qui découle des différences de dotation en énergies renouvelables), de la disponibilité ou non des sites de stockage du gaz naturel et du carbone, et des éventuelles contraintes d'utilisation des sols et de leur acceptation par les populations. Le second facteur est la **dotation en ressources d'eau douce**, élément indispensable pour la production d'hydrogène. Certains pays, malgré un potentiel solaire ou éolien important, pourraient être limités dans leurs capacités de production d'hydrogène en raison de leur situation de stress hydrique et des conflits d'usage que cela entraîne (par exemple pour l'agriculture). Le troisième sera l'existence ou la capacité de mise en place **d'infrastructures de production et d'exportation**. Si certains pays sont d'ores et déjà en partie dotés de telles infrastructures du fait de leur industrie gazière (usines de liquéfaction, gazoducs, etc.), d'autres auront plus de mal à les mettre en place, faute de capacités d'investissement ou en raison d'un cadre juridique ou d'un environnement politique défavorables aux investisseurs internationaux. Enfin, le quatrième facteur sera éminemment **politique** puisqu'il reviendra aux gouvernements des pays potentiellement importateurs de procéder à des arbitrages entre d'un côté la compétitivité de l'économie nationale (pour laquelle le prix de l'hydrogène sera un élément clé) et d'autre part la volonté d'assurer un certain niveau d'indépendance énergétique. Les positions respectives de la France (qui affiche sa volonté d'assurer un haut degré d'indépendance) et de l'Allemagne (qui assume clairement de recourir au marché pour s'approvisionner afin de sauvegarder la compétitivité de son industrie) illustrent parfaitement ce degré de latitude dont dispose chaque pays quant à son futur rôle au sein du marché de l'hydrogène.

4 PROFILS D'ACTEURS SUR L'ÉCHIQUIER MONDIAL DE L'H₂

Compte tenu de ces paramètres, une carte du futur marché de l'hydrogène tend à se dessiner, distinguant au moins quatre catégories de pays.

LES FUTURS FOURNISSEURS MAJEURS :

AUSTRALIE, MAROC, CHILI

La première catégorie est celle des pays appelés à devenir des fournisseurs majeurs du futur marché de l'hydrogène. Ils possèdent un grand potentiel de production d'énergie solaire et/ou éolienne, ou d'importantes réserves de gaz naturel, disposent d'abondantes ressources en eau, et peuvent sans difficulté déployer les infrastructures nécessaires tant pour la production que pour l'exportation d'hydrogène. Figurent certainement dans ce groupe, des pays comme l'**Australie**, le **Maroc** ou encore le **Chili**, qui ont déjà reconnu le potentiel mondial de l'hydrogène renouvelable et ont commencé à investir dans la production avec l'intention de l'exporter.

Forte de ses ressources gazières et charbonnières couplées à des capacités de capture et de séquestration du carbone, ainsi que de son potentiel en énergie renouvelable (en particulier solaire), l'**Australie** vise à devenir un fournisseur privilégié d'hydrogène (bleu et vert) des pays industrialisés d'Asie de l'Est, en particulier le Japon et la Corée du Sud avec lesquels des partenariats sont en développement. Les exportations se feront par voie maritime, sous forme d'hydrogène liquéfié ou de produits à base d'hydrogène comme l'ammoniac et le méthanol. L'Australie est déjà un exportateur d'énergie (pétrole, charbon et surtout gaz naturel sous forme de GNL) et compte donc le rester. Selon l'AIE, le coût de l'hydrogène solaire australien expédié au Japon pourrait se rapprocher des 4 dollars par kilo d'ici 2030 (coût de transport inclus), soit un prix inférieur à l'hydrogène produit au Japon à base de renouvelables.

Actuellement importateur d'énergie, le **Maroc** cherche lui à se positionner comme fournisseur clé d'hydrogène renouvelable pour les pays européens grâce à son potentiel exceptionnel en énergie éolienne et solaire, notamment dans le sud du pays, ainsi qu'à la qualité de ses infrastructures portuaires et gazières. Alors que sa capacité de production d'énergie renouvelable a presque doublé au cours des cinq dernières années, le Maroc ambitionne de produire plus de la moitié de son électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2030 et, à terme, la totalité. Un gazoduc relie déjà le pays à l'Espagne, par lequel transite actuellement du gaz en provenance d'Algérie.

À l'instar du Maroc, le **Chili**, actuellement importateur d'énergie, ambitionne également de devenir un fournisseur majeur du futur marché de l'hydrogène. Grâce au développement de

projets éoliens, hydroélectriques et solaires, le pays aurait le potentiel de produire plus de 25 Mt/an d'hydrogène vert d'ici 2050, dont une grande partie serait destinée à l'exportation. Les marchés visés seraient à la fois asiatiques (Corée du Sud, Japon et peut-être même Chine) mais également nord-américains et européens. Les exportations se feraient donc principalement par navire, *a priori* sous forme d'hydrogène transformé en ammoniac ou méthanol. Actuellement, plusieurs énergéticiens, dont l'italien Enel, développent dans le pays des projets pilotes dans cette perspective.

On peut également citer dans cette catégorie des pays comme la **Norvège** et le **Royaume-Uni** qui souhaitent approvisionner le marché européen en hydrogène, bleu (grâce à leurs ressources gazières) et vert (grâce à leur potentiel éolien), en convertissant les infrastructures actuelles de transport de gaz. Sur le continent nord-américain, le **Canada** offre un cas de figure assez similaire.

LES FOURNISSEURS CONTRAINTS PAR DE FAIBLES RESSOURCES EN EAU : LE MOYEN-ORIENT ET L'AFRIQUE DU NORD

La seconde catégorie regroupe les pays ayant certes d'abondantes ressources énergétiques renouvelables et/ou gazières, mais où les ressources en eau douce sont limitées, ce qui hypothèque leur chance de devenir également des grands exportateurs d'hydrogène.

Les pays du **Moyen-Orient** et **Afrique du Nord** (sauf le Maroc) sont dans ce cas. Ils disposent de plusieurs avantages, notamment la disponibilité d'une énergie solaire abondante et à faible coût (pour produire de l'hydrogène vert), des réserves de gaz naturel et des options de stockage souterrain pour la séquestration du carbone (pour la production d'hydrogène bleu), et une situation géographique idéale pour desservir marchés européens et asiatiques. De plus, le développement d'un marché de l'hydrogène pourrait permettre à ceux d'entre eux qui sont actuellement producteurs de pétrole et de gaz de diversifier leurs économies en évitant de dépendre quasi exclusivement des revenus d'exportation d'hydrocarbures. Pourtant, le potentiel de ces pays pourrait être compromis par une disponibilité limitée en eau douce. Certes, ils pourraient utiliser de l'eau de mer désalinisée, mais cela augmenterait inévitablement les coûts de production de l'hydrogène et donc sa compétitivité (sans parler des problèmes environnementaux engendrés par le dessalement). Selon l'AIE, l'hydrogène vert importé en Europe depuis le Moyen-Orient devrait rester plus cher que l'hydrogène vert directement produit en Europe (compte tenu des coûts de production, y compris de désalinisation, et de transport). Des percées scientifiques permettant l'électrolyse directe de l'eau de mer pourraient cependant lever en partie cette contrainte.

Pour cette raison, il semble probable que le Moyen-Orient jouera un moindre rôle sur le marché de l'hydrogène renouvelable qu'il n'en occupe aujourd'hui sur le marché pétrolier,

ce qui ne va pas sans soulever quelques craintes sur la stabilité de la zone étant donné l'importance qu'ont les revenus pétroliers et gaziers pour nombre des États de la région.

LES PAYS RICHES EN RESSOURCES MAIS LIMITÉS PAR MANQUE D'INFRASTRUCTURES : LA RUSSIE ?

Les pays de ce groupe disposent de vastes ressources, renouvelables ou gazières, mais ne semblent pas en mesure de mettre en place les infrastructures requises pour la production et le transport (interne ou d'exportation) d'hydrogène. Plus un pays est étendu, plus il est complexe et coûteux de déployer une infrastructure nationale cohérente. Pour ces pays, il est probable que la production d'hydrogène restera limitée à des sites de taille réduite non connectés à un réseau permettant de les relier au marché mondial.

La **Russie** tombe probablement dans cette catégorie. Bénéficiant d'un ensoleillement faible et d'un potentiel éolien réduit, et considérée comme partiellement limitée en termes d'infrastructures en raison de sa difficulté à attirer les investisseurs, la Russie risque d'avoir du mal à être compétitive en termes de coûts, surtout si elle entend fournir le marché européen dont l'exigence sera d'avoir de l'hydrogène exclusivement vert. La conséquence prévisible sera une réduction de la dépendance énergétique de l'UE vis-à-vis de la Russie.

LES GRANDS PAYS IMPORTATEURS, PAR CHOIX OU PAR CONTRAINTE : L'UE, LE JAPON, LA CORÉE DU SUD

Ces pays disposent d'un potentiel d'énergie renouvelable limité, pour des raisons de dotation intrinsèques (peu de vent, peu de soleil) ou parce que l'augmentation des capacités de production se heurte à l'étroitesse du territoire disponible. Ce sont aussi des pays où la demande en hydrogène sera forte en raison du dynamisme de leur économie et de leur assise industrielle, et qui peuvent faire le choix d'importer de l'hydrogène bon marché plutôt que de le produire eux-mêmes à des coûts plus élevés. Pour les grandes économies comme l'**UE** ou le **Japon**, importer de l'hydrogène vert en provenance de régions où les énergies renouvelables sont relativement bon marché et abondantes peut en effet contribuer à réduire le coût de la transition énergétique ainsi que les pressions sur les ressources nationales (espace maritime et terrestre) liées au déploiement à grande échelle des énergies renouvelables. Ces États sont typiquement la cible de marché des pays qui se positionnent pour devenir des fournisseurs majeurs. L'AIE estime que les importations pourraient ainsi couvrir jusqu'à 60 % de la demande intérieure d'hydrogène et de carburants à base d'hydrogène du Japon et de la **Corée du Sud** à l'horizon 2050.

L'Europe dispose théoriquement d'un potentiel d'hydrogène vert suffisant pour satisfaire sa demande intérieure, sachant que chaque GW d'électrolyse nécessite 4 000 GWh d'électricité par an, qui pourraient être fournis avec 1 GW d'éolien en mer, avec 2 GW d'éolien onshore ou avec 4 GW de solaire photovoltaïque. Pour maintenir la compétitivité de son industrie (et éviter un mouvement de délocalisation), l'UE devra probablement accepter de se fournir en hydrogène chez ses voisins disposant d'électricité renouvelable abondante et bon marché (via des gazoducs depuis le Maroc en particulier), voire sur un marché globalisé (par bateau). D'ici 2050, le Maroc et, dans une moindre mesure, les autres pays l'Afrique du Nord, en raison de l'excellent potentiel solaire, pourraient fournir, par gazoducs, un peu moins de la moitié de la demande d'hydrogène de l'UE à des prix bien inférieurs aux coûts de production européens.

La plupart des pays de ce groupe, dont le **Japon**, la **Corée du Sud** et une partie de l'UE, sont actuellement des importateurs d'énergie fossile. Ainsi, leur position sur le futur marché de l'hydrogène ne devrait pas fondamentalement changer et leur situation géopolitique devrait rester très similaire à celle d'aujourd'hui, leur dépendance envers le pétrole et le gaz étant simplement remplacée, par celle envers l'hydrogène.

LES ACTEURS À LA CROISÉE DES CHEMINS : LES ETATS-UNIS, LA CHINE ET L'INDE

Alors que ni les **États-Unis**, ni la **Chine**, ni l'**Inde** n'ont pour l'heure publié de stratégie hydrogène détaillée, il est encore difficile de prévoir leur futur statut dans le paysage mondial de l'hydrogène. Probablement la Chine comme les États-Unis devraient parvenir à équilibrer l'offre et la demande d'hydrogène au niveau national, voire être capables de dégager un surplus pour l'exportation. Le recours à des importations relèverait d'un choix politique et économique, sachant que les États-Unis sont traditionnellement assez enclins à s'appuyer sur les forces du marché et la Chine plus réticente. Ce dernier pays pourrait cependant être confronté à une limitation de ses capacités de production d'hydrogène d'une part en raison des contraintes de disponibilités de l'eau douce dans le nord-est du pays (déjà largement accaparée par l'industrie) et par le fait que les zones où les besoins en hydrogène seront importants (c'est-à-dire dans l'est du pays) sont relativement éloignées de celles de production des énergies renouvelables (ouest du pays). Pour ces raisons, le recours à des importations en hydrogène pourrait s'avérer plus judicieux (d'un point de vue économique) que de se lancer dans la construction d'infrastructures à grande échelle.

Pour l'Inde, les problèmes récurrents d'infrastructure devraient pousser le pays à privilégier un mélange de solutions hors réseau et d'importation de grandes quantités d'hydrogène.

LES RISQUES STRATÉGIQUES LIÉS À LA DÉPENDANCE AUX IMPORTATIONS D'H₂

Le commerce international de l'hydrogène (pur ou sous forme de produits dérivés) qui tend à se dessiner pose la question des risques stratégiques induits, en particulier pour les pays qui se destinent à devenir des importateurs.

Que ces échanges se fassent par gazoduc, comme cela devrait être le cas entre l'Afrique du Nord et l'Europe, ou par bateau, comme entre l'Australie et le Japon, ou entre le Chili et ses futurs clients, les infrastructures d'hydrogène et les flux commerciaux seront sujets à des menaces géopolitiques similaires à celles pesant sur le système actuel de transport de gaz naturel et du pétrole : **risque de défaillance d'un producteur, risque d'interruption d'un flux** (en particulier en cas de dommage sur un pipeline), etc. Comme pour le gaz naturel ou le pétrole, les pays importateurs doivent s'y préparer. À noter également que les pays disposant de ressources abondantes pour produire de l'hydrogène bon marché pourraient aussi choisir, plutôt que d'exporter de l'hydrogène en grandes quantités vers les pays industrialisés, de l'utiliser pour **attirer des industries à forte intensité énergétique** telles que la chimie et la sidérurgie. Le commerce de l'hydrogène pourrait ainsi ajouter une nouvelle dimension à la rivalité géoéconomique entre les grandes puissances.

Pour faire face à ces risques, plusieurs pays identifiés comme futurs importateurs se sont déjà engagés dans une politique visant à consolider leurs liens avec leurs futurs fournisseurs à travers ce qui commence à devenir une véritable « diplomatie de l'hydrogène ». De nombreux **accords internationaux** ont d'ores et déjà été signés entre pays potentiellement importateurs et d'autres potentiellement exportateurs afin de sécuriser à terme leurs échanges. C'est notamment le cas du Japon avec l'Australie, Brunei, l'Arabie saoudite et les Émirats Arabes Unis, de l'Allemagne avec le Maroc, etc. De son côté, le gouvernement néerlandais a même nommé un « envoyé spécial pour l'hydrogène ». Pour l'UE, il s'agit également, à travers le renforcement des liens avec les pays d'Afrique du Nord, de consolider la coopération établie dans le cadre de la politique européenne de voisinage et favoriser ainsi la stabilisation, la croissance économique et la sécurité dans la région. Même à l'intérieur de l'UE, des accords bilatéraux sont passés, à l'image du protocole d'accord signé en août 2020 entre le Portugal et les Pays-Bas pour développer une chaîne de valeur export-import d'hydrogène vert. L'hydrogène vert, produit au Portugal, serait acheminé vers les Pays-Bas par voie maritime *via* les ports de Sines et de Rotterdam. En revanche, il se profile une baisse d'intensité des relations économiques et commerciales entre l'UE et la Russie, aujourd'hui principal fournisseur de gaz naturel et de pétrole de l'UE, mais dont le potentiel d'émergence sur le marché de l'hydrogène vert semble limité.

L'autre volet de sécurisation qui devrait se mettre en place concerne la constitution de **réserves stratégiques**. Comme pour le gaz naturel et pour le pétrole, une réserve stratégique d'hydrogène pourrait empêcher un pays de subir des pénuries, même en cas d'interruptions des approvisionnements, et dissuaderait les pays producteurs d'éventuellement utiliser les livraisons d'hydrogène comme arme politique. Le stockage stratégique de l'hydrogène présenterait cependant un coût important.

À plus long terme, la **diversification de l'approvisionnement** pourrait être une option pour réduire le risque de rupture d'approvisionnement d'origine politique et accroître la sécurité énergétique des pays importateurs. La possibilité de mettre en place cette politique de diversification nécessite néanmoins l'existence d'un marché mondialisé relativement liquide, et une baisse importante des coûts de transport de l'hydrogène liquide. Or, si la tendance actuelle aux partenariats bilatéraux se poursuit, le marché pourrait se construire sur une base très fragmentée, à l'image du marché du GNL à ses débuts (dont il subsiste d'ailleurs toujours des restes), lorsque les projets de GNL étaient soumis à des contrats inflexibles, bilatéraux et à long terme. On peut en effet s'attendre à ce que le marché de l'hydrogène se développe dans un premier temps sous forme de chaînes d'approvisionnement intégrées du producteur au client, sur le modèle suivi par le marché du GNL. La transition vers un marché liquide nécessitera ensuite le développement d'infrastructures spécifiques, ce qui implique une planification adéquate et la mobilisation d'investissements suffisants.

L'émergence de marchés régionaux distincts plutôt que d'un marché global pourrait affecter négativement la sécurité énergétique d'un pays en réduisant les options pour diversifier l'approvisionnement et trouver des alternatives en cas de perturbations de la chaîne d'approvisionnement comme c'est le cas aujourd'hui sur le marché du pétrole. Cela sera particulièrement vrai pour les pays dont les importations d'hydrogène se feront principalement par gazoduc sans qu'aucune infrastructure alternative ne soit disponible.

L'une des principales différences avec le commerce du pétrole brut ou du gaz naturel est que celui de l'hydrogène sera moins asymétrique. Parce qu'il est techniquement possible de produire de l'hydrogène presque partout dans le monde, de nombreux pays pourraient devenir à la fois producteurs et consommateurs d'hydrogène, ce qui pourrait accroître la sécurité énergétique des gros consommateurs en réduisant les importations d'énergie au profit de la production nationale. De fait, les stratégies d'investissement actuelles dans les énergies renouvelables indiquent que les pays ont tendance à plutôt donner la priorité à la sécurité énergétique nationale et donc au déploiement local de capacités de production d'hydrogène, alors même qu'une coopération internationale permettrait une allocation plus efficace des ressources à même de réduire les coûts globaux de production. Même au sein de l'UE, les investissements prévus dans la filière de l'hydrogène s'inscrivent généralement dans des programmes nationaux au lieu d'être planifiés à l'échelle régionale afin d'optimiser les résultats collectifs.

CONCLUSION

L'engouement pour l'hydrogène, presque partout dans le monde, est indéniable. Des dizaines de milliards d'euros de financement publics et privés sont dégagés pour faire naître une filière intégrée, sur laquelle repose l'espoir d'une décarbonation profonde de l'économie.

Pour autant, de nombreuses incertitudes demeurent sur le rythme et l'étendue de la mise en place d'un marché de l'hydrogène. Malgré la forte dynamique actuelle, l'addition des projets industriels d'utilisation de l'hydrogène en cours de développement ou annoncés laissent augurer une augmentation de la demande globale d'hydrogène sur la prochaine décennie (105 Mt en 2030) très inférieure à ce qu'elle devrait être pour parvenir à la neutralité carbone en 2050, faisant craindre qu'un essoufflement rapide ne vienne, une fois de plus, faire avorter l'émergence d'un marché globalisé de l'hydrogène. L'une des raisons de ce retard est que l'accent est actuellement principalement mis par les gouvernements sur la décarbonation de la production d'hydrogène, au détriment de la stimulation de la demande pour de nouvelles applications. Or sans soutien affirmé des autorités publiques en faveur de ces nouvelles applications, elles pourraient, faute d'être suffisamment compétitives, avoir du mal à émerger et ainsi offrir un débouché pour la production d'hydrogène.

Autant le financement des projets de production de l'hydrogène semble assuré au regard des engagements pris par les gouvernements, autant la volonté politique de pénaliser financièrement les énergies fossiles reste très timide. Sans elle pourtant, les chances que la filière hydrogène se développe et devienne compétitive semblent réduites. Stimuler l'offre grâce à des aides ou un soutien réglementaire permettra certes de renforcer la confiance des investisseurs. Mais sans un équilibre économique permettant à l'hydrogène d'être compétitif face aux énergies alternatives (en particulier fossiles), les clients et donc les débouchés de la production risquent de faire défaut.

Établir des objectifs à long terme n'est pas suffisamment pour créer la dynamique de marché nécessaire pour encourager les investissements du secteur privé. Afin d'être pleinement efficaces, ces objectifs doivent être accompagnés de politiques concrètes pour soutenir la demande afin de créer des marchés clairement identifiables. Ce type de politiques publiques de soutien aux industriels sera essentiel pour déclencher une croissance significative de la demande en hydrogène. En particulier, des actions des pouvoirs publics seront indispensables pour réduire l'écart de prix entre l'hydrogène et les alternatives fossiles, par exemple en renchérissant le coût des émissions de CO₂ via un prix carbone élevé. Paradoxalement, la principale exception concerne les objectifs affichés par certains États de déployer à large échelle les VEPC pour créer une demande en hydrogène conséquente, alors même que la possibilité du déploiement des VEPC est probablement, de toutes les facettes des plans

hydrogène, l'une de celles qui semblent le plus difficile étant donné les progrès majeurs de l'électrification du transport routier.

De manière générale, le déploiement de l'hydrogène souffre encore actuellement de l'absence d'une réflexion holistique sur le futur système énergétique, ce qui pourrait mener à un déséquilibre important entre l'offre et la demande futures et ainsi freiner son développement technologique et commercial. À l'heure actuelle, le développement de la filière de l'hydrogène est surtout orchestré par les gouvernements, à l'exception peut-être de l'Australie et dans une moindre mesure des États-Unis. La participation des acteurs industriels reste généralement encadrée par les États, avec peu de coordination entre les différents segments de la chaîne de valeurs, la plupart des pays ayant défini leur stratégie hydrogène de manière autonome.

Dans l'hypothèse où un marché de l'hydrogène finit réellement par émerger, la production d'hydrogène continuera probablement de se faire dans un premier temps à proximité des zones de consommation, comme dans la région englobant le nord de la France, le Benelux et l'ouest de l'Allemagne. Cette région a vocation à devenir l'une des plaques tournantes européennes de l'hydrogène, grâce notamment à l'existence d'un réseau de gazoducs pour hydrogène déjà opérationnel.

Un certain nombre de pays ont néanmoins commencé à se préparer pour exporter massivement de l'hydrogène vert, alors qu'il n'existe pour le moment aucun marché structuré de l'hydrogène, quasiment aucune capacité de transport, ni même de production bien établie. Tous les acteurs sont encore dans l'anticipation, sans certitude que le marché de l'hydrogène, après plusieurs tentatives avortées par le passé, va cette fois-ci réellement décoller.

À plus long terme (et toujours dans l'hypothèse d'une croissance importante du marché), l'hydrogène devrait considérablement remodeler la carte mondiale du commerce de l'énergie, en créant une nouvelle classe d'exportateurs ainsi qu'une série de pays dépendants des importations, dont l'UE dans son ensemble (même si en son sein, certains États seront exportateurs nets tandis que d'autres seront importateurs nets).

De nouveaux liens commerciaux vont ainsi émerger, modifiant la géographie des risques en remplaçant les anciens lieux de tension géopolitique liés au pétrole et au gaz (en particulier les goulets d'étranglement maritimes tel que le détroit d'Ormuz ou les pays de transit comme l'Ukraine) par de nouveaux (par exemple la route maritime entre l'Australie et le Japon). Les gouvernements des grandes puissances ne peuvent donc se concentrer uniquement sur les enjeux liés aux technologies et aux coûts de production, mais doivent également gérer cette nouvelle géoéconomie de l'hydrogène. Les accords commerciaux passés entre futurs producteurs et futurs consommateurs vont dans ce sens

À l'échelle globale, un cadre de gouvernance internationale est nécessaire pour aider à intensifier les investissements dans les chaînes de valeur de l'hydrogène, tout en atténuant la fragmentation du marché en prévenant l'émergence de nouveaux risques géopolitiques.

Pour autant, l'hydrogène présente une série d'avantages par rapport au pétrole et au gaz. D'une part, la dépendance des pays importateurs envers leurs fournisseurs ne sera jamais aussi contraignante car il leur sera toujours possible de produire eux-mêmes l'hydrogène dont ils ont besoin, même si cela doit se faire à un coût élevé. De plus, contrairement au marché du pétrole et du gaz aujourd'hui en grande partie dominé par des États autoritaires souvent fragiles, les pays identifiés comme des champions potentiels des exportations d'hydrogène sont pour la plupart des États relativement stables dotés d'économies de marché sûres. Le fait que le statut de pays exportateur d'hydrogène ne soit pas dépendant de la géologie, mais bien (en grande partie) des investissements qui y seront faits pour installer des capacités de production, change évidemment la donne : les investisseurs ont le choix de la localisation de leurs investissements et choisiront certainement de se concentrer sur les pays offrant le plus de garanties de stabilité. La stabilité des marchés mondiaux de l'énergie devrait s'en trouver nettement renforcée.

LES ABBRÉVIATIONS

Liste des abréviations

Français		Anglais	
VEPC	Véhicule électrique à pile à combustible	<i>FCEV</i>	<i>Fuel Cell Electric Véhicule</i>
ZEN	scénario Zéro émission nette (AIE)	<i>NZE</i>	<i>Net Zero Emission scenario (AIE)</i>
AIE	Agence internationale de l'énergie	<i>IEA</i>	<i>International Energy Agency</i>
UE	Union européenne	<i>EU</i>	<i>European Union</i>
CUSC	Captage, utilisation et stockage du carbone	<i>CCUS</i>	<i>Carbon Capture, Utilisation and Storage</i>

Traitement : OSFME

LES SOURCES

LES SOURCES

Classement par ordre alphabétique, liste indicative

Agence internationale de l'énergie (AIE)

Statistiques, informations et publications sur l'ensemble des questions relatives aux énergies renouvelables, à l'offre et à la demande de pétrole, de gaz et de charbon, à l'efficacité énergétique, aux technologies énergétiques propres, aux systèmes et marchés de l'électricité, à l'accès à l'énergie, à la gestion de la demande, et bien d'autres encore.

www.iea.org

BIBLIOGRAPHIE

Classement par ordre alphabétique d'institution de publication, liste indicative

Agence Internationale de l'Énergie, *Global Hydrogen Review 2021*, octobre 2021.

<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>

Agence Internationale de l'Énergie, *The Future of Hydrogen. Seizing Today's Opportunities*, juin 2019

<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

Agora Energiewende, Agora Industry, *12 Insights on Hydrogen*, décembre 2021

<https://www.agora-energiewende.de/en/publications/12-insights-on-hydrogen-publication/>

Ben McWilliams et Georg Zachmann, "Navigating Through Hydrogen", *Policy Contribution 08/2021*, Bruegel, 2021

https://www.bruegel.org/wp-content/uploads/2021/03/PC-08-2021_.pdf

Ian Barlow, "Russia's Hydrogen Industrial Strategy", *Commentary*, **Center for Strategic and International Studies** (CSIS), 14 octobre 2021

<https://www.csis.org/analysis/russias-hydrogen-energy-strategy>

Isabelle Huber, "German's Hydrogen Industrial Strategy", *Commentary*, **Center for Strategic and International Studies** (CSIS), 28 octobre 2021

<https://www.csis.org/analysis/germanys-hydrogen-industrial-strategy>

Jane Nakano, "Japan's Hydrogen Industrial Strategy," *Commentary*, **Center for Strategic and International Studies** (CSIS), 21 octobre 2021

<https://www.csis.org/analysis/japans-hydrogen-industrial-strategy>

Jane Nakano, "South Korea's Hydrogen Industrial Strategy", *Commentary*, **Center for Strategic and International Studies** (CSIS), 5 novembre 2021

<https://www.csis.org/analysis/south-koreas-hydrogen-industrial-strategy>

Lachlan Carey, "Australia's Hydrogen Industrial Strategy", *Commentary*, **Center for Strategic and International Studies** (CSIS), 14 octobre 2021

<https://www.csis.org/analysis/australias-hydrogen-industrial-strategy>

Thijs Van de Graaf, Indra Overland, Daniel Scholten et Kirsten Westphal, "The New Oil? The Geopolitics and International Governance of Hydrogen", *Energy Research & Social Science*, numéro 70, 2020

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629620302425>

Robert W. Howarth et Mark Z. Jacobson, "How green is blue hydrogen?", *Energy Science & Engineering*, septembre 2021, pp. 1676–1687

<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/ese3.956>

Rossana Scita, Pier Paolo Raimondi et Michel Noussan, "Green Hydrogen: the Holy Grail of Decarbonisation? An analysis of the technical and geopolitical implications of the future hydrogen economy", *Working Paper* 013.2020, **Fondazione Eni Enrico Mattei** (FEEM), octobre 2020

https://www.feem.it/m/publications_pages/ndl2020-013.pdf

Edoardo Somenzi, Filippo Del Grosso, Federico Pontoni et Giulia Vaglietti, *A Critical Assessment of National Hydrogen Strategies*, Report **Fondazione Eni Enrico Mattei** (FEEM), novembre 2021

https://www.feem.it/m/publications_pages/958-rpt-hydrogen-strategies-v2-2.pdf

Yana Zabanova et Kirsten Westphal, "Russia in the Global Hydrogen Race. Advancing German-Russian Hydrogen Cooperation in a Strained Political Climate", *Comments SWP* 34, **German Institute for International and Security Affairs**, mai 2021

https://www.swp-berlin.org/publications/products/comments/2021C34_Russia_Hydrogen.pdf

Hydrogen Council et McKinsey & Company, *Hydrogen Insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*, février 2021

<https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf>

Monica Nagashima, "Japan's Hydrogen Society Ambition: 2020 Status and Perspectives", *Notes de l'IFRI*, **IFRI**, septembre 2020

https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/nagashima_japan_hydrogen_2020.pdf

Sichao Ka, "South Korea's Hydrogen Strategy and Industrial Perspectives", *Édito Énergie*, **IFRI**, 25 mars 2018

https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/sichao_kan_hydrogen_korea_2020_1.pdf

Cédric Philibert, "Perspectives on a Hydrogen Strategy for the European Union", *Études de l'IFRI*, **IFRI**, avril 2020

https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/philibert_hydrogen_strategy_2020.pdf

Cédric Philibert, “After the Hydrogen Bubble Bursts: The Factors Shaping and Possibly Unfolding International Hydrogen Value Chains”, *Briefings de l'IFRI*, **IFRI**, 17 Septembre 2021

https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/philibert_hydrogen_bubble_2021.pdf

Kevin Jianjun Tu, “Prospects of a Hydrogen Economy with Chinese Characteristics”, *Études de l'IFRI*, **IFRI**, octobre 2020

https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/tu_china_hydrogen_economy_2020_1.pdf

Jean Eudes Moncomble (dir.), “Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités”, *Revue de l'Énergie*, Hors-série, octobre 2021

https://www.wec-france.org/wp-content/uploads/2021/10/WEC_Europe_Hydrogene_Etude.pdf



Observatoire
de la sécurité des flux
et des matières énergétiques

RAPPORT #11 – Décembre 2021

ENJEUX GÉOSTRATÉGIQUES DE L'HYDROGÈNE – Une filière au cœur de la transition énergétique

Par

Philippe COPINSCHI

Manfred HAFNER

L'**Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques** est coordonné par l'Institut de relations internationales et stratégiques (**IRIS**), en consortium avec **Enerdata** et **Cassini**, dans le cadre d'un contrat avec la Direction générale des relations internationales et de la stratégie (**DGRIS**) du ministère des Armées.

Au travers de rapports d'études trimestriels, de séminaires et de travaux cartographiques, l'objectif principal de cet observatoire consiste à analyser les stratégies énergétiques de trois acteurs déterminants : la **Chine**, les **États-Unis** et la **Russie**.

Le consortium vise également à :

- Proposer une vision géopolitique des enjeux énergétiques, en lien avec les enjeux de défense et de sécurité ;
- Croiser les approches : géopolitique, économique et sectorielle ;
- S'appuyer sur la complémentarité des outils : analyse qualitative, données économiques et énergétiques, cartographie interactive ;
- Réunir différents réseaux : académique, expertise, public, privé.

L'Observatoire est coordonné par Pierre Laboué, chercheur à l'IRIS, et rassemble une équipe d'une vingtaine de chercheurs et professionnels.

© DGRIS – Décembre 2021

