



Les notes de

**La Fabrique Ecologique**

FONDATION PLURALISTE DE L'ÉCOLOGIE

Note ouverte à la co-construction citoyenne

# **L'hydrogène bas carbone : une opportunité pour la France et pour l'Europe de l'énergie**

Septembre 2022

# Synthèse

L'hydrogène et ses produits dérivés (ammoniac, méthanol, etc.) sont généralement reconnus maintenant comme une des solutions permettant d'atteindre les objectifs ambitieux de zéro émission de carbone à l'horizon 2050, notamment dans les domaines de la mobilité, de l'industrie et du stockage de l'énergie. La condition de base est de les produire, les transporter et les utiliser de façon totalement décarbonée. Néanmoins, quelques barrières restent à lever pour atteindre le niveau conséquent de production et d'utilisation prévues par les scénarios à l'horizon 2050. Ce sont principalement des barrières économiques, mais aussi réglementaires et des questions de montée rapide en puissance des outils industriels qui produiront les technologies de la chaîne hydrogène.

Afin de lever certaines de ces barrières, la plupart des pays développés viennent de lancer des stratégies ambitieuses dotées de moyens conséquents afin de faire baisser les coûts des technologies de l'hydrogène d'ici à 2030, de lancer les premiers déploiements massifs, ainsi que de mettre en place le cadre réglementaire adéquat. L'hydrogène sera majoritairement produit à partir d'énergies renouvelables dans le monde. Son transport, comme celui de ses produits dérivés, se font à des coûts énergétiques et économiques encore très élevés. Dans la mesure où les pays sont inégalement dotés en ressources renouvelables en termes de quantités et de coûts, les prémices d'un futur commerce international de l'hydrogène et ses dérivés apparaissent. Cela se matérialise par les premiers accords entre gouvernements et par le montage de très gros projets sur différents continents. L'idée sera d'approvisionner les pays industriels n'ayant pas assez de ressources décarbonées sur leur territoire par des pays « exportateurs » nets.

L'Europe est le continent avec le plus d'ambitions en ce domaine et souhaite posséder une souveraineté technologique pour maîtriser l'ensemble de la chaîne de valeur. En matière de production, il existe quelques zones privilégiées qui combinent bas coût et quantités massives (Mer du nord, péninsule Ibérique). Néanmoins, l'Europe se positionne comme importateur net et souhaite développer une stratégie internationale associée à une diplomatie de l'hydrogène, dont certains pays comme l'Allemagne et les Pays-Bas ont déjà mis en place des outils et des accords préliminaires avec les gouvernements. La mise en place d'une infrastructure européenne et intégrée de transport, stockage et distribution de l'hydrogène sera un facteur clé à la fois pour diminuer les coûts de l'hydrogène en Europe par mutualisation de la production et du transport, mais aussi pour constituer un outil de sécurité énergétique européenne, résilient aux crises venant de l'extérieur.

La France a la chance de posséder un écosystème de grandes entreprises, de PME, de start-up et d'organismes de recherche de premier plan sur ce domaine, ainsi que des clusters territoriaux bien structurés. Le gouvernement français a lancé un plan ambitieux sur 10 ans, doté de moyens conséquents, pour l'industrialisation des technologies de l'hydrogène sur son territoire, créant ainsi de la valeur économique et des emplois. Ce plan prévoit un fort support au déploiement des projets de production et d'utilisation de l'hydrogène, en partenariat avec les collectivités locales très actives sur ce domaine. Les niveaux locaux (régions, communes) sont des niveaux clés pour le déploiement des applications. Il serait donc judicieux de renforcer l'accompagnement technique, économique et stratégique des décideurs locaux, de mieux intégrer l'articulation entre les niveaux locaux, nationaux et européens afin de dégager une vision globale et cohérente du déploiement industriel et des applications de l'hydrogène. Par ailleurs, la gouvernance nationale de cette stratégie gagnerait à mieux prendre en compte les échelons locaux.

Cependant, les objectifs assignés à la stratégie française, essentiellement focalisés sur l'horizon 2030, restent relativement figés depuis 2 ans dans un contexte ou tout évolue à l'extérieur, notamment avec la crise énergétique et la guerre en Ukraine. La décision de lancer une infrastructure transportant l'hydrogène est quant à elle reportée en 2030, risquant de pénaliser la politique européenne en ce domaine. Or nous avons besoin de plus d'intégration européenne pour mieux résister aux crises de toute nature, notamment de bâtir une Europe de l'énergie qui passe nécessairement par une stratégie européenne intégrée de l'hydrogène, un marché unique et des infrastructures de transport et de stockage intégrées. Avec l'Allemagne, la France pourrait prendre le leadership de cette stratégie et ainsi créer un axe fort de collaboration avec la péninsule ibérique.

La stratégie nationale suppose implicitement l'absence d'importations à l'horizon 2050 sans que cette hypothèse majeure soit étayée par une vision prospective des besoins de la société et de l'économie française en 2050. De plus, la part d'hydrogène décarboné dans le mix énergétique à cet horizon n'est pas clairement définie et plutôt sous-évaluée dans les quelques estimations disponibles. Si nous souhaitons trancher sur la nécessité d'importations ou bien d'une production purement domestique avec toutes les conséquences que cela aurait sur le mix électrique et son acceptation par la société, il serait urgent de définir des scénarios plus précis. Ces derniers devraient notamment déterminer les niveaux d'électricité et d'hydrogène à produire à cet horizon à partir de visions démocratiquement débattues de la société et de l'économie.

Enfin, contrairement à d'autres pays européens, la France n'a pas à ce jour de diplomatie hydrogène. Cela représente un risque pour les entreprises françaises qui pourraient prendre du retard dans leur positionnement et dans le dialogue avec les futurs pays producteurs. En particulier, la France aurait un intérêt stratégique majeur à construire un partenariat durable autour de la Méditerranée, notamment au Maghreb, et sur le reste du continent africain qui s'avère être clé pour l'énergie au 21<sup>e</sup> siècle.

## Propositions

**Renforcer et mieux accompagner les écosystèmes régionaux dans leur croissance grâce à différents outils d'évaluation, d'analyse coût-bénéfice et de pédagogie à destination des décideurs.**

**#1**

**Lancer un exercice prospectif de planification énergétique, environnementale et sociale en partant d'une réflexion sur les besoins de la société et des secteurs de l'économie. Le but est de pouvoir déterminer différents scénarios de consommation d'hydrogène décarboné, ainsi que la part de production nationale, l'origine de l'électricité et enfin, la part d'importation.**

**#2**

**Dans le contexte de crise énergétique actuelle, donner un nouvel élan européen pour l'hydrogène notamment en accélérant le déploiement de ses infrastructures.**

**#3**

## Signataires

- **Paul Lucchese** - président du Programme de coopération technologique sur l'hydrogène (Hydrogen TCP) de l'AIE, Agence Internationale de l'Energie et ingénieur au CEA.
- **Jean-Pierre Ponsard** - directeur scientifique de la chaire Energie et Prospérité, directeur de recherche émérite au CNRS CREST-École Polytechnique
- **Gérard Bonhomme** - physicien des plasmas et professeur émérite à l'Institut Jean Lamour (Université de Lorraine)
- **Katia Ronzeau** - associée ECOSYS Group
- **Julie Pinel** - précédemment chargée de mission senior stratégie hydrogène chez GRDF
- **David Le Noc** - délégué général du Club Power-to-Gas ATEE
- **Nicolas Peugniez** - adjoint au directeur de la stratégie et régulation de GRTgaz

## Autres membres du groupe de travail

- **Luc Poyer** - président de McPhy, fondateur et président de France Nouvelles Énergies
- **Elise Muller** - doctorante travaillant sur le déploiement des écosystèmes territoriaux de l'hydrogène en France
- **Raphaël Quinteau** - chargé d'études à La Fabrique Écologique, rapporteur du groupe

Conformément aux règles de La Fabrique Ecologique, seuls les signataires de la note sont engagés par son contenu. Leurs déclarations d'intérêts sont disponibles sur demande écrite adressée à l'association.

« Les avis et positions exprimés prennent en compte la ligne directrice de La Fabrique Ecologique et les contributions *intuitae personae* des signataires de cette note, et ne peuvent être considérées comme le reflet direct ou indirect des positions des organisations ou entreprises dans lesquelles ils travaillent. »

## Personnes auditées dans le cadre des travaux (contributeurs)

- **Nadia Maïzi** - mathématicienne, directrice du Centre de Mathématiques Appliquées de MINES ParisTech et directrice de la Chaire Modélisation Prospective au service du Département Durable (MPDD)

## Grands Témoins

- **Mikaa Mered** - enseignant à Sciences Po, responsable du comité « Environnement » à l'École de Guerre, ambassadeur de l'hydrogène vert à l'International Association for Hydrogen Energy
- **Aude Humbert** - Cheffe de projet H2V Industry
- **Corine Dubruel** - Présidente de Hysilabs

## Relecture

Cette note a été discutée par le Comité de lecture de La Fabrique Ecologique, composé de **Nicolas Blanc**, **Gildas Bonnel**, **Elyne Etienne**, **Géraud Guibert**, **Sandrine Maïsano**, **Guillaume Sainteny** et **Lucile Schmid**.



Elle a enfin été validée par le Conseil d'administration de La Fabrique Ecologique.

Première publication : Conformément aux règles de La Fabrique Ecologique, cette première publication est mise en ligne sur le site de l'association ([www.lafabriqueecologique.fr](http://www.lafabriqueecologique.fr)) pour faire l'objet d'une co-construction citoyenne. Chacun peut contribuer à son élaboration, les amendements et les propositions pouvant être intégrés lors d'une deuxième publication de la note à intervenir dans les prochains mois.



# Sommaire

<b>Introduction</b> .....	<b>4</b>
<b>I. L'hydrogène décarboné, un levier indispensable pour la transition énergétique</b> .....	<b>6</b>
I. Des dimensions de déploiement vertigineuses et potentiellement soumises à des limites.....	7
II. Les conditions indispensables à remplir .....	8
III. Des stratégies nationales pour développer la production et les usages de l'hydrogène décarboné, et la naissance d'une diplomatie de l'hydrogène.....	10
IV. Au-delà de 2030, des incertitudes quant à l'ampleur du rôle de l'hydrogène .....	12
A. Incertitudes dans les usages.....	12
1) Industrie .....	12
2) Mobilité .....	12
3) Réseaux électriques.....	13
4) Injection dans le réseau de gaz naturel et méthanation.....	13
5) Le rôle du gaz dans un scénario zéro carbone .....	14
B. Le rôle transitoire et controversé de l'hydrogène bleu .....	14
C. Le transport par voie maritime : source de nombreuses incertitudes .....	15
D. Les risques d'aléas non maîtrisables.....	15
<b>II. L'Union européenne, une stratégie ambitieuse au service de la décarbonation et de la souveraineté européenne</b> .....	<b>17</b>
I. Des objectifs <i>Fit for 55</i> rehaussés avec le plan <i>RePowerEU</i> .....	17
II. Créer un marché liquide de l'hydrogène.....	18
III. Mise en place d'une infrastructure européenne hydrogène, outil de souveraineté énergétique	18
IV. Un cadre réglementaire et normatif indispensable.....	20
V. Un volet industriel pour garantir une souveraineté technologique.....	20
VI. Une initiative nouvelle de la Commission pour une politique internationale offensive sur l'hydrogène.....	20
<b>III. Une stratégie française ambitieuse mais à compléter</b> .....	<b>22</b>
I. Une stratégie nationale ambitieuse .....	22
II. Le rôle des écosystèmes locaux et l'articulation entre niveaux.....	25
III. Rôle de l'hydrogène dans la stratégie énergétique française .....	27
A. Le rôle de l'hydrogène expliqué par des règles de trois .....	27
1) Objectifs 2030.....	27
2) Objectifs 2050.....	27
B. Quelle électricité pour quel hydrogène et à quel prix ?.....	28
C. Cible pour la consommation finale d'énergie, et place pour l'hydrogène et les imports d'énergie .....	30
IV. Prendre un leadership européen en participant activement à une Europe souveraine de l'hydrogène-énergie .....	32
V. Hydrogène, outil de la diplomatie et de l'influence française .....	34



A.	Deux piliers à développer au sein de l'Europe.....	36
1)	Le pilier franco-allemand et Pays-Bas .....	36
2)	Le pilier ibérique .....	36
<b>IV.</b>	<b>Les recommandations .....</b>	<b>37</b>
I.	Mieux accompagner les écosystèmes régionaux avec des outils d'évaluation adaptés .....	37
II.	Dans le cadre de la nouvelle planification écologique, mieux programmer la montée en puissance de l'hydrogène décarboné .....	38
III.	Dans le contexte de la crise énergétique actuelle, donner un nouvel élan européen pour l'hydrogène.....	39
	<b>Conclusion.....</b>	<b>40</b>
	<b>Bibliographie.....</b>	<b>41</b>
	Annexe 1 : Brève histoire du développement de l'hydrogène depuis 50 ans.....	44
	Annexe 2 : Le BA-BA de l'hydrogène. Pourquoi a-t-on besoin de l'hydrogène ?.....	45
	Annexe 3 : L'hydrogène est-il dangereux à utiliser ? .....	48
	Annexe 4 : Les limites physiques et économiques au déploiement massif de l'hydrogène .....	49
	Annexe 5 : Quels impacts environnementaux et sociaux de l'hydrogène ? Quelle acceptabilité sociétale ? .....	51
	Annexe 6 : Chaîne de valeur de l'hydrogène .....	54
	Annexe 7 : Des stratégies nationales pour développer la production et les usages de l'hydrogène décarboné et une diplomatie naissante de l'hydrogène .....	55
	Annexe 8 : Rôle futur de l'ammoniac.....	59
	Annexe 9 : Potentiel technique de production d'hydrogène à 1,5 \$/kg, potentiel en Europe .....	60
	Annexe 10 : Question des modèles économiques et besoin en études économiques.....	61
	Annexe 11 : Le projet HyGreen Provence à Manosque .....	63
	Annexe 12 : Les scénarios RTE .....	64
	Annexe 13 : Paramètres de calcul du coût de production de l'hydrogène.....	66
	Annexe 14 : Quelle place pour le gaz dans le système énergétique français .....	67
	Annexe 15 : Fonder l'intégration européenne sur une coopération franco-allemande ambitieuse ..	68
	Annexe 16 : Les couleurs de l'hydrogène.....	71



# Introduction

L'hydrogène a fait l'objet d'une inflation de rapports depuis les cinq dernières années et d'une couverture médiatique importante.

Ce n'est pas la première fois que cette famille de technologies connaît une « bulle » médiatique et un engouement des industriels et pouvoirs publics. L'annexe I retrace une brève histoire du développement de l'hydrogène depuis les années 1970 et revient sur les raisons pour lesquelles le mouvement de fond constaté depuis 5 ans paraît cette fois très sérieux et semble prendre la direction de déploiements massifs. Les annexes 2 à 5 expliquent ce qu'est l'hydrogène, la manière dont il va être utilisé et les raisons pour lesquelles il est indispensable pour la transition énergétique. Elles traitent également les questions de sa potentielle dangerosité, des limites pouvant être rencontrées dans son déploiement, ainsi que de ses impacts environnementaux, sociaux et sociétaux. En fin de note figure une liste non exhaustive de rapports marquants sur l'hydrogène qui nous ont servi pour ce travail<sup>1</sup>.

L'hydrogène est un vecteur énergétique et non une source primaire<sup>2</sup>. Il est maintenant reconnu, lorsqu'il est lui-même décarboné, comme un des leviers importants pour parvenir à une décarbonation de l'économie et à un monde neutre en carbone d'ici 2050. Au-delà de la sobriété, de l'efficacité énergétique et de l'électrification des usages, il fait partie de la panoplie des solutions, en particulier pour certains secteurs difficiles à décarboner (industrie lourde, chimie ou encore transports de marchandises).

Le rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) pour le G20 en juin 2019, *The future of Hydrogen*, marque de ce point de vue une reconnaissance symbolique mondiale du rôle de l'hydrogène décarboné dans la transition énergétique. Un consensus s'est dégagé, avec des nuances selon les pays, pour développer ce vecteur, avec des stratégies nationales souvent ambitieuses. Ces dernières sont associées à des financements très conséquents et un engagement fort de l'industrie sur des projets partout dans le monde. La première partie décrit le rôle que pourra jouer l'hydrogène décarboné dans l'atteinte de l'objectif zéro carbone, tout en soulignant les zones d'incertitude et les conditions de succès, surtout après 2030.

L'objectif de cette note n'est pas de rajouter un nouveau rapport à cette gamme déjà complète ni de faire une nouvelle étude technique et économique. Elle vise pour l'essentiel à traiter quelques points qui constituent « des angles morts » de la stratégie française. Celle-ci est ambitieuse et dotée de moyens importants, avec la volonté des pouvoirs publics de faire émerger des champions nationaux. Néanmoins, le succès des étapes ultérieures doit se préparer dès à présent au vu des temps nécessaires pour les transitions en matière d'infrastructures à déployer, de capacités industrielles de fabrication, de financements à mobiliser, de montage des projets et par exemple, d'évolution du cadre réglementaire.

En outre, nous avons constaté une fragile capacité d'adaptation de la stratégie française, au travers de sa gouvernance, à une dynamique européenne et internationale extrêmement forte. Cela rejoint un « travers » français constaté sur d'autres sujets : celui de ne pas assez regarder ce qui se passe à l'extérieur des frontières nationales. Soutenant avec constance l'hydrogène décarboné depuis plus de 20 ans, la Commission européenne a accéléré le mouvement et propose une stratégie ambitieuse qui a considérablement été renforcée après la guerre en Ukraine. Elle est en fait le fer de lance d'une politique européenne intégrée sur l'énergie avec, entre autres, la mise en place d'une infrastructure hydrogène stratégique. C'est l'objet de la deuxième partie.

---

<sup>1</sup> Les rapports sur ce sujet sont très nombreux. Ils se distinguent par leur étendue géographique (internationale, européenne, nationale), par leur approche (technique, économique, sectorielle, ou géopolitique) et représentent des points de vue assez variés. La bibliographie en donne une sélection qui a servi de base pour les données utilisées dans cette note.

<sup>2</sup> À la suite de récents travaux de recherche, de nombreuses émissions d'hydrogène « natif » ou « naturel », diluées avec d'autres gaz, ont été mises en évidence dans un très grand nombre de pays sur cinq continents. S'il semble que les quantités émises depuis le sous-sol au travers de plusieurs types de mécanismes soient considérables, nous sommes encore très loin d'une exploitation à des coûts acceptables.





Compte tenu de cette orientation, il est essentiel d'examiner les modalités nécessaires pour que la France passe d'une attitude attentiste à une attitude proactive, et se mette en situation d'en tirer des bénéfices.

L'intégration de la stratégie hydrogène dans la stratégie globale française sur la transition énergétique et l'objectif « zéro émission » à l'échéance 2050 mérite également d'être questionnée. Certaines des hypothèses structurantes, notamment celles figurant dans la stratégie nationale bas carbone (SNBC)<sup>3</sup>, n'ont pas forcément été clairement débattues jusqu'à présent et pourraient limiter le développement de l'hydrogène décarboné au-delà de 2030.

L'articulation entre les différentes échelles (régionale, nationale et européenne) de la transition énergétique doit également être prise en compte.

Depuis ces dernières années, des événements bouleversent l'ordre établi (crises du covid-19, de l'énergie, climatique, guerre en Ukraine, terrorisme) et l'opinion publique semble prendre conscience de ces risques. Elle est toutefois parcourue par des injonctions parfois contradictoires, entre appels à des changements radicaux et aspirations à garder les principaux acquis de la civilisation moderne. L'État doit améliorer l'évaluation et la gouvernance des grands programmes tels que celui sur l'hydrogène. Il doit également être plus proactif dans la construction, rendue urgente, d'une Europe de l'énergie en dépassant les égoïsmes nationaux. Pour cela, il doit bâtir avec ses voisins un partenariat ambitieux ayant une dimension de collaboration avec les États du pourtour méditerranéen et le continent africain au sein de laquelle il devra avoir un rôle majeur à jouer. La troisième partie éclaire ces enjeux de la stratégie française.

Enfin, trois recommandations sont proposées, destinées notamment à ouvrir un débat sur la finalité du système énergétique à l'horizon 2050.

### **Brève histoire du développement de l'hydrogène depuis 50 ans**

Suite au premier choc pétrolier en 1974, de nombreux programmes sur l'hydrogène et les piles à combustible ont été lancés. Après un déclin dans les années 80, puis un regain d'intérêt dans les années 90 et 2000, les performances technologiques et la baisse des coûts ont progressé et la Commission européenne a soutenu ce domaine. Enfin, avec l'accélération à des politiques climatiques à partir de 2015, l'hydrogène a été remis sur le devant de la scène dans la panoplie des solutions pour arriver à la neutralité carbone.

*Suite en Annexe 1 page 44.*

### **L'hydrogène est-il dangereux à utiliser ?**

L'hydrogène est un gaz qui peut conduire à des déflagrations ou détonations quand il est mélangé à de l'air : c'est à prendre en compte dès sa phase de conception, mais aussi dans sa production et surtout son utilisation. Mais le fait que l'hydrogène se diffuse très rapidement diminue considérablement les risques accidentels dès que l'on est à l'extérieur, contrairement aux carburants liquides ou même gazeux. De plus, la flamme d'hydrogène ne rayonne pas ce qui diminue drastiquement les risques de brûlure habituellement constatées dans les incendies, sauf au contact de la flamme elle-même qui reste invisible. Ainsi, le principal risque lié à son utilisation est celui de fuites potentielles en milieu confiné (garages, tunnels, etc.).

*Suite en Annexe 3 page 48.*

<sup>3</sup> « Introduite par la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), la SNBC est la feuille de route de la France pour lutter contre le changement climatique. Elle donne des orientations pour mettre en œuvre, dans tous les secteurs d'activité, la transition vers une économie bas-carbone, circulaire et durable. » <https://www.ecologie.gouv.fr/strategie-nationale-bas-carbone-snbc>



# I. L'hydrogène décarboné, un levier indispensable pour la transition énergétique

Dans un contexte où l'ampleur de la transformation du système énergétique est sans précédent tant par les ordres de grandeur que par la durée courte dans laquelle doit s'effectuer cette transformation, l'hydrogène va jouer un rôle dans la décarbonation (Annexe 2)<sup>4</sup>. Il s'agira de remplacer l'hydrogène d'origine fossile par de l'hydrogène décarboné dans ses usages actuels, et de l'utiliser dans les industries lourdes et la mobilité. L'hydrogène contribuera également à la gestion et la stabilisation de systèmes énergétiques composés pour la plus large part d'énergies intermittentes, notamment par ses capacités d'absorption de production excédentaire, de stockage et de production d'énergie électrique au moyen de machines tournantes telles que les turbines à gaz adaptées pour la combustion de l'hydrogène.

## Le BA-BA de l'hydrogène

L'hydrogène est un vecteur énergétique : il n'existe quasiment pas à l'état naturel, il faut le produire à partir d'autres éléments, comme l'électricité que nous produisons à partir d'une source primaire d'énergie (fossiles, nucléaire, renouvelables).

L'hydrogène est actuellement produit à partir de gaz naturel ou de charbon, en émettant beaucoup de CO<sub>2</sub>. Désormais, il est impératif de le produire sans émettre de gaz à effet de serre grâce par exemple à l'électrolyse de l'eau. Toutefois, l'électricité utilisée devra elle aussi être produite sans émettre de gaz à effet de serre.

Le transport et le stockage de l'hydrogène, gaz très léger, demandent plus d'énergie que le transport de pétrole, liquide très concentré et facile à transporter. Il faudra une nouvelle infrastructure dédiée à l'hydrogène, même si nous pourrions en partie réemployer les infrastructures de gaz naturel.

L'hydrogène décarboné (produit et transporté de façon « propre »), appelé « couteau suisse » de la transition énergétique, peut avoir beaucoup d'usages, notamment :

- Carburant pour la mobilité électrique ;
- Remplacement des énergies fossiles dans l'industrie lourde (acier, ciment, nouveaux carburants synthétiques, biocarburants, etc.) ;
- Réseaux d'énergie : l'hydrogène permet de stocker l'énergie électrique en excès (dans les périodes où la production d'électricité renouvelable est supérieure à la demande).

*Suite en Annexe 2 page 45.*

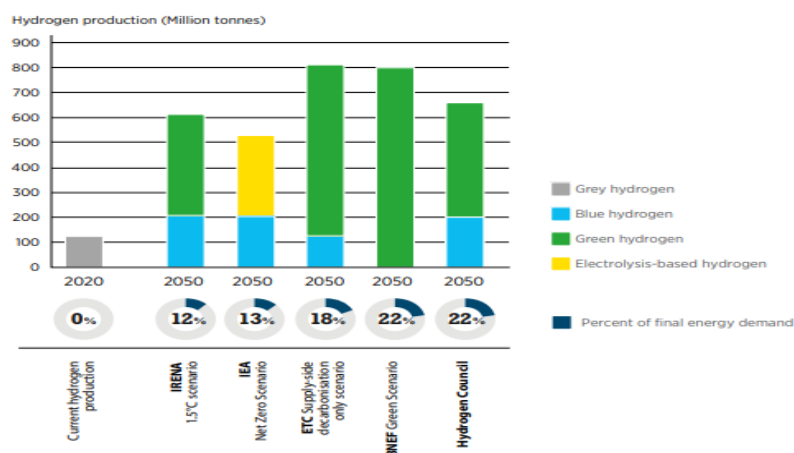
Il aura une autre fonction importante dans la production de carburants et combustibles de synthèse, liquides ou gazeux (notamment du méthane), et de biocarburants de génération avancée. Dans une moindre mesure et dans certaines circonstances locales, l'hydrogène pourra également jouer un rôle, lorsqu'il sera injecté dans le réseau de gaz, de substitution du gaz naturel dans ses usages distribués

<sup>4</sup> Nous utilisons à des fins de communication les « couleurs » de l'hydrogène bien que celui-ci soit transparent. Les couleurs sont associées à l'origine et à la nature de l'énergie primaire nécessaire (Annexe 16).



d'aujourd'hui telle que le chauffage, les applications domestiques ou pour certains secteurs économiques.

La première condition indispensable pour le déploiement de l'hydrogène est que ses modes de production, transport et stockage soient complètement décarbonés. Les différents scénarios existants (Figure 1) estiment qu'il faudra sans doute multiplier la production actuelle d'hydrogène par un facteur compris entre cinq et huit par rapport à la production en 2020. De plus, l'hydrogène décarboné contribuera à l'effort de décarbonation à une hauteur comprise entre 12 et 22 % de la consommation finale d'énergie selon les scénarios. La part de l'hydrogène « bleu<sup>5</sup> » (Annexe 16) au sein de l'hydrogène décarboné serait de l'ordre de 30 à 50 % durant la période de transition (2030), puis encore significative en 2050. À cette même échéance, 25 % à 30 % du total de l'hydrogène produit feraient l'objet d'un commerce international.



**Figure 1 : Évolution de la production d'hydrogène selon différents scénarios** (Source : ONU/UNECE)

Dans son dernier rapport d'avril 2022, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) fait une synthèse de tous les scénarios et études existants sur le rôle de l'hydrogène et confirme à son tour que ce vecteur, dans toutes les applications citées ci-dessus, sera une des clés majeures pour limiter le changement climatique. Le rapport considère toutes les options de production d'hydrogène décarboné y compris à partir du nucléaire, et y compris l'hydrogène bleu (avec capture et stockage du CO<sub>2</sub>). D'autre part, il considère comme essentiel le développement d'un commerce international de l'hydrogène depuis les pays où les énergies renouvelables (EnR) sont abondantes et à bas coût. Enfin, le scénario décrit dans l'*Assessment Report 6* prévoit une part de l'hydrogène dans la consommation finale d'énergie à l'échelle mondiale d'environ 9 % en 2050.

## I. Des dimensions de déploiement vertigineuses et potentiellement soumises à des limites

Il est important de comprendre que la transition énergétique dans son ensemble est un défi sans précédent en termes d'ordre de grandeur de déploiement et de délais pour le réaliser (moins de 30 ans). À titre d'exemple, l'AIE estime qu'en 2050 le besoin d'électrolyseur sera compris entre 3000 et 4000 GW. Les quantités d'électricité renouvelable à produire d'ici à 2050 sont vertigineuses lorsque nous tenons compte de la croissance démographique et économique, mais aussi de l'augmentation drastique de l'usage de l'électricité dans l'économie (entre 40 et 60 % de l'énergie finale contre 20 à 25 % aujourd'hui). Alors que la production électrique mondiale était de 26 000 TWh en 2020, celle-ci devrait atteindre 70 000 TWh en 2050 selon l'AIE. La production massive d'hydrogène prévue dans

<sup>5</sup> L'hydrogène bleu est l'hydrogène obtenu à partir de gaz naturel, avec captation et stockage du CO<sub>2</sub> émis (Annexe 16).



les scénarios sera faite essentiellement à partir d'électrolyse. Elle générera donc un besoin supplémentaire de production électrique compris entre 13 et 25 % de la production totale électrique. Le défi est conséquent, notamment en termes d'industrialisation, de surfaces mobilisables et de matériaux critiques (Annexes 4 et 5).

## II. Les conditions indispensables à remplir

Une des conditions du déploiement de l'hydrogène décarboné est la compétitivité de son coût tant dans ses usages directs qu'indirects et sans le maintien d'aides publiques. Le contexte actuel lui est plutôt favorable en raison du renchérissement des énergies fossiles, du prix élevé du CO<sub>2</sub> et de la volonté de certains États d'arriver à une décarbonation complète. Comparativement à d'autres sources ou vecteurs énergétiques, le transport et la distribution de l'hydrogène ont un coût élevé en raison de sa faible densité volumique. Lorsque nous parlons du coût de l'hydrogène, il est important de parler du coût de revient pour l'utilisateur final, intégrant les coûts de production, transport, stockage, distribution (Annexe 13). Il en va de même pour la compétitivité de l'hydrogène par rapport à d'autres solutions décarbonées pour l'utilisateur final (dans la mobilité, l'industrie ou encore le réseau énergétique). En revanche, l'hydrogène a une capacité de stockage beaucoup plus importante et géographiquement plus universelle que l'électricité. De plus, il permet de découpler les besoins en énergie des appels de puissance sur le réseau électrique, ce qui n'est pas le cas des usages directs de l'électricité.

La compétitivité des usages de l'hydrogène à grande échelle pourra être obtenue par la combinaison de plusieurs facteurs :

- **La réussite en un temps très court de l'industrialisation massive** des technologies de l'hydrogène. Ce pari est l'un des plus ambitieux lorsque nous considérons les objectifs quantitatifs assignés à l'hydrogène ;
- **Des progrès grâce à la R&D et l'innovation** sur l'efficacité des technologies de conversion (électrolyse, pile, compresseur, etc.), voire des ruptures sur le rendement énergétique global des molécules porteuses d'hydrogène ;
- **Un support des politiques publiques bien dosé**, focalisé uniquement sur les premières étapes où le marché seul ne peut assumer le déploiement des technologies et où la puissance publique doit compenser le manque de compétitivité initiale des technologies. Cela doit se faire par des incitations sur la demande, des appuis à l'industrialisation ou encore des efforts accrus de R&D.

**La mobilisation massive des investissements privés et publics** sera déterminante. Par ordre d'importance, le plus gros poste d'investissement sera dans les capacités additionnelles de production décarbonée d'électricité, puis dans les capacités de production d'hydrogène, ensuite dans les technologies d'utilisation, enfin dans les infrastructures de transport, stockage et distribution. La chaîne de valeur de l'hydrogène est très complexe en raison de ses multiples usages et donc ses différents modèles d'affaires (Annexe 10). Il s'agit d'un des freins majeurs dans le processus de décision des investisseurs. Il est donc indispensable de travailler sur la pédagogie et de faire émerger de nouveaux modèles d'affaires plus sophistiqués. L'approche holistique des systèmes hydrogène consiste à prendre en compte l'ensemble des interactions que l'hydrogène développe dans un système énergétique optimisé, mixant réseaux électriques, gaz et chaleur, sous contraintes environnementales. Cette approche doit irriguer ces nouveaux modèles d'affaires pour permettre à l'hydrogène décarboné d'être rentable.

Le développement généralisé de l'hydrogène décarboné dans de nombreux secteurs de l'économie passe aussi par **son acceptabilité environnementale et sociétale** (Annexe 5). La sûreté doit être assurée vis-à-vis des personnes et des biens. La production décarbonée et/ou renouvelable doit être garantie tout au long de la chaîne de valeur, dans une logique d'économie circulaire. L'utilisation de



matériaux critiques doit être réduite au maximum et ces derniers devront être recyclés (Annexes 4 et 5).

### **Les limites physiques et économiques au déploiement massif de l'hydrogène**

Dans cette annexe sont détaillées les différentes limites au déploiement massif de l'hydrogène. Tout d'abord, il y a l'enjeu du développement suffisant des énergies renouvelables qui peut se heurter à des oppositions de différentes natures. Vient ensuite la problématique des matériaux critiques liée à leur localisation et au rapport entre quantité disponible et quantité nécessaire. Les besoins en eau pourraient être un autre facteur de frein dans la mesure où le changement climatique va accroître les situations de stress hydrique. Enfin, les derniers enjeux sont d'ordre économique (des coûts trop élevés) et diplomatique (un manque de coopération internationale).

*Suite en Annexe 4 page 49.*

### **Quels impacts environnementaux et sociaux de l'hydrogène ?**

#### **Quelle acceptabilité sociétale ?**

Les impacts environnementaux et sociaux de l'hydrogène évoluent au cours des différentes étapes de sa chaîne de valeur. Ainsi, une production à partir d'EnR soulève des enjeux de biodiversité, de nuisances sonores ou encore d'extraction de ressources tandis qu'une production à partir d'énergies fossiles avec capture et stockage de CO<sub>2</sub> pourrait conduire à une utilisation prolongée des énergies fossiles. Son déploiement sera créateur de nouveaux emplois, mais également vecteur de chômage en faisant « échouer » des actifs carbonés. L'acceptabilité citoyenne sera également liée à la question de sécurité et de dangerosité de l'hydrogène. Ces impacts sont donc protéiformes avec divers avantages et inconvénients détaillés dans cette annexe.

*Suite en Annexe 5 page 51.*

La production d'hydrogène entrera nécessairement en compétition avec d'autres usages pour la ressource foncière (surfaces mobilisées) et la ressource hydrique (nécessaire à la production). Les arbitrages devront donc impérativement s'appuyer sur des études d'impact environnemental indépendantes. Enfin, les utilisations de l'hydrogène devront également avoir des coûts abordables et acceptables par les différents clients, notamment les particuliers.

**Un système de normes** adaptées à ces nouvelles technologies et **un cadre réglementaire reconnu internationalement** sur le contenu carbone et environnemental des différentes étapes de la chaîne hydrogène doivent être mis en place. Ce cadre, initié par les pouvoirs publics en collaboration avec le secteur privé, doit permettre un commerce international ou intrarégional transparent. Devant s'intégrer dans un cadre plus général de régulation, il nécessitera un fort développement de la collaboration internationale pour le mettre en place. Cette collaboration permettra d'accélérer la mise au point de technologies et de faciliter leur transfert et leur déploiement des économies développées vers les pays à revenu intermédiaire, afin de contribuer à un développement juste et équitable entre les États.



### III. Des stratégies nationales pour développer la production et les usages de l'hydrogène décarboné, et la naissance d'une diplomatie de l'hydrogène

Plus de 40 stratégies et plans nationaux ont été mis en place – principalement dans les pays européens, le Japon, la Corée du Sud, l'Australie, le Chili – et de nombreux pays supplémentaires sont en train de la définir (Annexe 7). Ces stratégies et feuilles de route sont généralement ambitieuses et accompagnées d'un soutien public important. Le financement public global est estimé entre 70 et 90 milliards d'euros jusqu'en 2030, l'Allemagne et la France totalisant déjà plus de 18 milliards. Cet argent public financera en premier lieu le surcoût de l'hydrogène décarboné ou vert par rapport à l'hydrogène actuellement sur le marché. Les objectifs sont de stimuler la demande en hydrogène vert, de créer en amont des débouchés pour les *gigafactories*<sup>6</sup> d'électrolyseurs (qui elles-mêmes pourront bénéficier de subventions publiques) et in fine, de ne pas pénaliser les utilisateurs de cet hydrogène. Ce soutien public permettra de financer les investissements nécessaires dans les usines de production d'hydrogène, les infrastructures, les projets de démonstration ou de présérie, la mobilité, ainsi que la recherche et l'innovation. Il est à noter que certains pays se positionnent principalement comme exportateurs d'hydrogène et de produits hydrogénés (Chili, Espagne, Maghreb, Australie, pays du Moyen-Orient et du continent africain, etc.), d'autres clairement comme importateurs (Pays-Bas, Japon, Allemagne), certains comme point d'entrée des importations, hub industrialo-portuaire pour le continent (Pays-Bas) et enfin, d'autres comme « autosuffisants » (États-Unis, et potentiellement la France, mais ce point sera développé dans la troisième partie).

Un des points les plus marquants, apparu il y a moins de 5 ans, mais prenant une importance majeure, est l'émergence d'une nouvelle géopolitique de l'énergie liée au commerce international de l'hydrogène et de ses dérivés. En effet, les EnR sont très inégalement réparties dans le monde en termes de quantité, de disponibilité et de coût. Par rapport à l'Europe, le potentiel de production d'hydrogène décarboné revenant à 1,5 dollar le kilogramme est : 30 fois supérieur en Afrique ; 20 fois supérieur au Moyen-Orient ; 13 fois supérieur en Amérique latine, en Amérique du Nord, en Australie (Annexe 9). Malgré des efforts importants d'efficacité énergétique et de diminution de l'intensité énergétique, la plupart des pays européens ainsi que le Japon et la Corée du Sud ne pourront produire suffisamment d'énergie en raison d'enjeux de surfaces, de rendement, de coût, ou encore d'acceptabilité sociale. À l'inverse, certains pays développés, émergents et à revenu intermédiaire pourront produire suffisamment d'EnR pour décarboner et développer leur propre économie, et potentiellement pour exporter. Nous avons pu constater ces deux dernières années la signature d'accords et de partenariats préliminaires bilatéraux entre pays « importateurs », notamment l'Allemagne, les Pays-Bas et le Japon, et pays « exportateurs » (Figure 3). Beaucoup d'étapes techniques, réglementaires et politiques restent à franchir avant de voir émerger un volume significatif d'échanges internationaux d'hydrogène et de ses dérivés.

Le développement des EnR dans les pays émergents ou à revenu intermédiaire doit en priorité servir à décarboner et développer l'électricité et l'économie nationale ou régionale. Développement national et exportations internationales se feront idéalement de manière synchrone. Toutefois, la viabilité d'un projet d'exportation doit être en premier et dernier lieu déterminé au regard des retombées positives pour la population locale. Ces questions complexes et de nature géopolitique n'en sont qu'à des prémises. De plus, les flux d'investissement nécessaires et les enjeux de transfert de technologies seront autant déterminants que les relations diplomatiques.

La localisation des nouveaux investissements en direction des industries lourdes à décarboner (sidérurgie, chimie, cimenterie, métallurgie) est un autre enjeu. Un investisseur finançant une nouvelle aciérie ou une nouvelle production d'ammoniac exigera une production bas carbone s'il souhaite un retour sur investissement. Par conséquent, ces investissements pourraient se faire près des sources d'énergies décarbonées à bas coût, comme c'était le cas historiquement pour les industries électro et

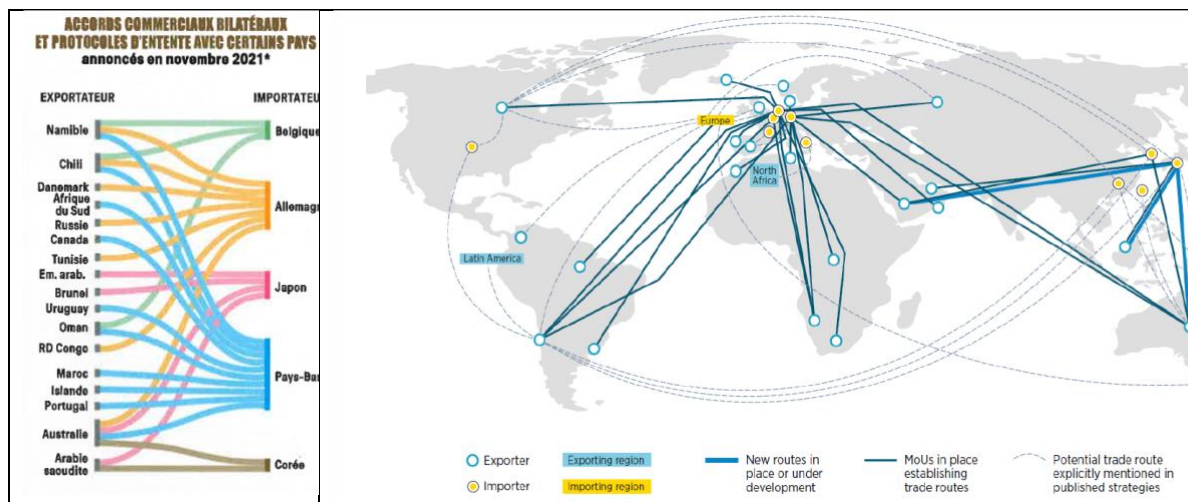
---

<sup>6</sup> Ce terme fait référence à des usines gigantesques qui produisent divers équipements ou autres systèmes, sur de très grands volumes.





énergéo-intensives. Cela peut constituer une opportunité pour certains pays, mais également un risque pour les pays industrialisés « traditionnels » qui risquent de voir leurs principaux actifs industriels non renouvelés et/ou révoqués avant même la fin de vie économique de ces industries, et avec tous les problèmes socio-économiques en résultant.



**Figure 3 : Accords préliminaires passés entre pays exportateurs et importateurs et Schémas internationaux envisagés** (Source : *Challenges*, numéro spécial Hydrogène, mai - juillet 2022 et « *Geopolitics of the energy transformation, the hydrogen factor* », IRENA, 2022)

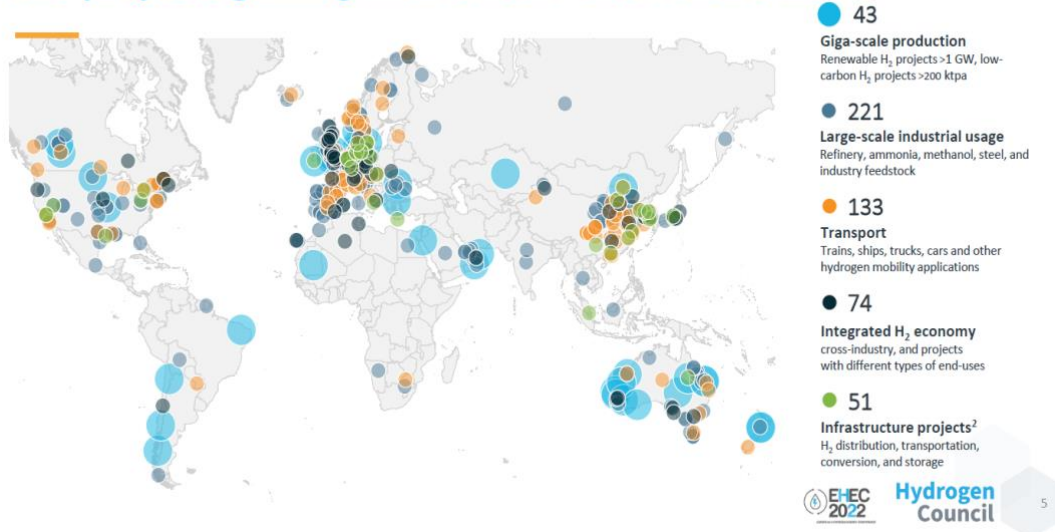
Il y a donc un nombre très conséquent de projets de déploiement d'hydrogène à l'échelle mondiale (Figure 4). Ces projets ont un statut très varié : une part non négligeable (40 %) n'est qu'à l'état d'annonce ou d'étude préliminaire de faisabilité. Les autres (60 %) sont à l'état d'étude avancée, d'avant-projet sommaire ou détaillé, de décision d'investissement, de construction ou sont déjà en exploitation. Moins de 5 % des projets sont en phase de réalisation. La puissance totale correspondante d'électrolyseur est de 176 GW<sup>7</sup>. Si tous ces projets se réalisaient, cela aboutirait à une production annuelle de 29 millions de tonnes d'hydrogène d'ici 2030<sup>8</sup>. Les 2/3 des projets auront recours à une production par électrolyse (principalement à partir d'EnR), tandis que les projets restants auront recours à une production à partir de gaz naturel associée au captage et stockage du CO<sub>2</sub>. La somme des investissements correspondant à l'ensemble de ces projets est estimée entre 160 et 245 milliards de dollars. L'Europe concentre près de la moitié des projets essentiellement répartis entre deux zones de production potentielle : la péninsule ibérique (Espagne et Portugal) et la mer du nord en raison du potentiel de l'éolien off-shore et de stockage du carbone. À titre d'illustration, la compagnie américaine CWP Global, spécialisée dans le déploiement des projets d'EnR, a signé en juin 2022 un accord avec le gouvernement mauritanien pour un projet de 40 milliards de dollars qui doit installer 30 GW d'énergies solaire et éolienne, et produire près de 1,6 million de tonnes d'hydrogène ou 10 millions de tonnes d'ammoniac. Il existe dans ce même pays d'autres projets notamment d'utiliser l'hydrogène produit pour fabriquer et exporter de l'acier.

<sup>7</sup> À date de septembre 2022, près de 700 projets sont recensés totalisant plus de 300 milliards d'euros.

<sup>8</sup> Source : Hydrogen Council.



## Insights from the Hydrogen Council database: 520 projects gaining momentum around the world



**Figure 4 : Portefeuille des projets dans le monde début 2022.** Le plus gros est un projet de 28 GW en Australie (dépassé en juin par l'annonce du projet CWP en Mauritanie 30 GW). (Source : Hydrogen Council, 2022, [www.hydrogencouncil.com](http://www.hydrogencouncil.com))

## IV. Au-delà de 2030, des incertitudes quant à l'ampleur du rôle de l'hydrogène

### A. Incertitudes dans les usages

#### 1) Industrie

L'emploi de l'hydrogène dans l'industrie va dépendre de travaux de R&D et d'innovation qui détermineront pour certains secteurs la faisabilité technique et économique complète. L'hydrogène peut y jouer un double rôle : apporter de l'énergie décarbonée à haute température, et être un agent chimique (agent réducteur, synthèse de molécules, etc.). Son rôle dépendra également des progrès réalisés dans les solutions concurrentes de décarbonation – le CCS (*Carbon Capture and Storage*), l'électrification, l'utilisation de bioénergies – ainsi que de leur disponibilité. Le secteur de la sidérurgie semble se positionner en prenant déjà part à des consortiums afin de garantir son approvisionnement en hydrogène décarboné. En mai 2022, ArcelorMittal a par exemple passé un accord avec HyDeal España pour alimenter l'industrie lourde dans les Asturies<sup>9</sup>. L'entreprise sidérurgique a également un projet de *pipe-line* devant relier la Mauritanie à l'Espagne.

#### 2) Mobilité

Pour la prochaine décennie, le rôle de l'hydrogène dans le déploiement des nouvelles formes de mobilité « durable » est bien répertorié. Il sera utilisé en priorité pour les transports lourds, intensifs ou longue distance. Les véhicules à batterie et les véhicules hybrides électriques/thermiques se développeront dans le segment de la voiture particulière ou professionnelle.

En revanche, les options sont encore largement ouvertes au-delà de 2030, notamment quand le pourcentage de véhicules zéro émissions deviendra significatif avec des véhicules qui devront répondre

<sup>9</sup> Projet de production de 150 000 tonnes, puis 300 000 tonnes d'hydrogène par an à partir de 9 GW de renouvelables.





à une grande variété d'usages. En France, le parc de voitures particulières est de l'ordre de 30 millions de véhicules. Malgré de futurs progrès dans les batteries, le problème de la recharge ultra-rapide pour un très grand nombre de véhicules se posera toujours. En effet, la batterie ne permet pas de découpler aisément les besoins d'appel de puissance sur le réseau électrique et d'une fourniture d'énergie en un temps court. Des études montrent que pour répondre aux besoins des utilisateurs la solution optimale sur le plan économique est la combinaison d'une infrastructure de recharge électrique avec une infrastructure de recharge hydrogène<sup>10</sup>. De plus, la distribution d'hydrogène pour la mobilité lourde et intensive sera alors largement déployée à travers un réseau de station de recharge sur les grands axes routiers et épars dans les régions. Des synergies seront également possibles avec l'infrastructure alimentant les besoins de l'industrie.

D'ici 2030, le coût des technologies de l'hydrogène devrait avoir baissé, conformément aux objectifs des plans publics de soutien à la filière. La fin des véhicules hybrides avec un moteur thermique<sup>11</sup> pourra ouvrir la voie à des moteurs hybrides électrique/électrique (batterie/hydrogène) afin de proposer une prolongation d'autonomie, une recharge rapide et de garder l'efficacité énergétique de la batterie<sup>12</sup>. De ce fait, la demande en hydrogène pour toutes les formes de mobilité va sans doute s'accroître après 2030, mais dans des proportions qu'il est difficile d'estimer aujourd'hui.

### 3) Réseaux électriques

Les scénarios actuels montrent que l'hydrogène, sous forme de molécule dihydrogène ou sous forme de composés hydrogénés (NH<sub>3</sub>, méthane, etc.), serait appelé à un rôle important dans le stockage inter-saisonnier. De plus, il pourrait avoir une fonction non négligeable dans l'alimentation de machines tournantes essentielles à la stabilisation du réseau électrique et à la garantie de sécurité d'approvisionnement, en particulier dans les pays avec un très fort taux d'énergies renouvelables intermittentes. Cette part sera significative dans la consommation finale d'hydrogène en 2050. Par exemple, il s'agit de 15 à 20 % de l'hydrogène produit dans le scénario de l'AIE « Net Zero by 2050 », sous forme de combustion de dihydrogène ou d'ammoniac dans les turbines. Mais ces solutions sont coûteuses du fait du faible rendement de la chaîne énergétique. Cette façon de stocker de l'énergie puis de reproduire de l'électricité est concurrencée par d'autres formes de stockage, batteries, chaleur, et hydraulique<sup>13</sup>, par l'avancée des smart grids<sup>14</sup>, l'utilisation du numérique pour optimiser le système énergétique, et par les progrès réalisés dans la stabilisation numérique du réseau (création d'inertie électronique).

Dans le cas de l'hydrogène pur, cette solution suppose de disposer de cavités souterraines importantes pour stocker l'hydrogène. Ces cavités dépendent de la géologie des territoires concernés et ne sont pas disponibles partout. Enfin, cette solution ne sera pas forcément utile dans les pays disposant d'une base significative de production électrique non intermittente (nucléaire, hydraulique, biomasse, etc.). En France, l'étude du réseau de transport d'électricité (RTE) estime que le besoin annuel d'hydrogène pour équilibrer le réseau entre les saisons est d'environ un million de tonnes dans le cas des scénarios hautement renouvelables à l'horizon 2050-2060.

### 4) Injection dans le réseau de gaz naturel et méthanation

L'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel a fait l'objet de nombreux travaux. À faible pourcentage, elle est possible sans modifications importantes du réseau, mais simplement avec de légères adaptations. En revanche, la valeur maximale d'injection admissible fait l'objet de débats. Les valeurs réglementaires autorisées sont très variables selon les pays, allant de 0 % à 7 ou 10 %. Il faut

---

<sup>10</sup> Hydrogen Council, <https://hydrogencouncil.com/en/roadmap-towards-zero-emissions-bevs-and-fcevs/>

<sup>11</sup> À partir de 2035 pour l'interdiction de ventes de véhicules thermiques neufs en Europe (de même en Californie).

<sup>12</sup> Nous pouvons noter que Renault vient de dévoiler en mai 2022 un prototype hybride batterie/hydrogène (une pile de 16k Wh sans doute avec 3 ou 4 kg d'hydrogène), un concept car Scenic Vision qui devrait être sur le marché en 2030 afin d'évaluer ce type de solutions qui répond aux besoins d'une grande majorité de clients.

<sup>13</sup> Ce dernier n'est cependant disponible que dans quelques régions.

<sup>14</sup> Un smart grid et un réseau électrique « intelligent » (exemple : compteurs Linky).



noter que ces valeurs sont exprimées en pourcentage volumique ; compte tenu de la plus faible densité de l'hydrogène, le pourcentage en masse sera bien inférieur et de l'ordre d'un tiers, soit par exemple 3,3 % en taux massique si le taux volumique est de 10 %. Le principal intérêt de cette injection, même à faible taux, est d'offrir à court terme des débouchés à des quantités importantes d'hydrogène décarboné sans modification du réseau ni investissement.

### 5) Le rôle du gaz dans un scénario zéro carbone

En toile de fond, il faut prendre en considération l'avenir incertain des applications actuelles du gaz naturel qui est concurrencé par des solutions décarbonées, notamment pour le résidentiel et le tertiaire. L'apparition d'un réseau 100 % hydrogène se fera plutôt en parallèle, connectant les hubs pour les applications industrielles, développant la distribution pour la mobilité en créant de nouvelles infrastructures ou en adaptant des installations déclassées. Dans ce contexte et pour les prochaines décennies où l'utilisation du gaz naturel sera encore nécessaire, sa décarbonation passera à travers une substitution par le biométhane et par le méthane de synthèse issu de méthanation, voire par un faible pourcentage d'hydrogène. Nous pensons que l'usage le plus pertinent de l'hydrogène sera plutôt pour les moyennes / hautes températures, des solutions alternatives existant pour le reste (pompe à chaleur, biomasse, etc.).

Afin de lever les contraintes d'adaptation des infrastructures existantes et de conversion des équipements du gaz à l'hydrogène, la méthanation, qui permet de convertir l'hydrogène en méthane grâce à sa combinaison avec du CO<sub>2</sub>, peut apparaître comme une solution à court terme, malgré un coût de production encore élevé. En effet, cette conversion d'hydrogène en e-méthane permet d'envisager une compatibilité rapide du système énergétique actuel à l'hydrogène et apparaît comme un véritable allié du développement des premiers projets hydrogène dans les territoires. La méthanation présente aussi un intérêt en matière d'optimisation de l'usage de la biomasse lorsqu'elle est couplée à une source de CO<sub>2</sub> biogénique (produit à partir de la biomasse), comme une unité de méthanisation par exemple. Cette solution permet de maximiser le bénéfice environnemental de la filière biométhane, car nous produisons jusqu'à deux fois plus de gaz renouvelable avec une même quantité de biomasses.

## **B. Le rôle transitoire et controversé de l'hydrogène bleu**

Un autre point présent dans certaines stratégies et scénarios est le rôle transitoire que l'hydrogène « bleu » issu du reformage du gaz naturel avec capture et stockage du CO<sub>2</sub> émis (CCS) pourra jouer. La plupart des scénarios, y compris dans le sixième rapport d'évaluation du GIEC, estiment qu'il sera indispensable de déployer l'hydrogène pour atteindre les niveaux souhaités d'hydrogène décarboné et être en phase avec les objectifs climatiques. Selon l'AIE et selon l'Hydrogen Council<sup>15</sup>, environ 30 à 35 % de l'hydrogène décarboné pourrait être de l'hydrogène bleu, mais concentré dans les zones favorables au CCS (Europe du nord, États-Unis, Russie, etc.). Il y a toujours une incertitude sur la mise en œuvre réelle et massive des techniques de CCS. La question de son impact environnemental global et de son acceptation sociale est également cruciale.

Le principal argument en faveur de l'hydrogène bleu serait son faible coût, environ 1 à 1,5 \$/kg, auquel il faut rajouter entre 0,5 et 1 \$/kg pour le CCS. Or cette base était valable avant 2019 pour des prix du gaz bas (index européen TTF entre 3 et 8 \$/MMBTU<sup>16</sup>), mais depuis plus de 2 ans le prix du gaz a grimpé sur les marchés européens et asiatiques jusqu'à une moyenne de 30 \$/MMBTU avec des pics de 60 \$ après le déclenchement de la guerre en Ukraine. Les spécialistes de ces marchés ne voient guère une baisse durable de ce prix dans la prochaine décennie. À ce niveau de prix, le coût de l'hydrogène bleu monte au-delà de 6 \$/kg (avec comme hypothèse 0,175 MMBTU de gaz naturel pour

---

<sup>15</sup> Initiative mondiale dirigée par des PDG d'entreprises de premier plan dans le domaine de l'énergie, des transports, de l'industrie et de l'investissement qui vise à développer l'économie hydrogène.

<sup>16</sup> MMBTU signifie million de British Thermal Unit (BTU), une unité de mesure de la chaleur nécessaire pour élever la température d'une quantité d'eau.



obtenir par reformage du méthane à la vapeur (1 kg d'hydrogène). C'est bien sûr un facteur d'accélération pour la production d'hydrogène renouvelable et également un facteur positif pour atteindre des *business models* compétitifs. Cela voudrait-il dire que pendant quelques années le prix de l'hydrogène va être élevé, puis décroître au fur et à mesure de la montée en puissance de l'hydrogène vert ? C'est un scénario qui n'était pas attendu.

### **C. Le transport par voie maritime : source de nombreuses incertitudes**

Le transport de l'hydrogène sous différentes formes (hydrogène cryogénique, ammoniac, méthanol, LOHC<sup>17</sup>, etc.) est placé sur le devant de la scène médiatique comme support d'un imminent commerce international de l'hydrogène. Cependant, tous les processus envisagés sont actuellement très coûteux en énergie et donc économiquement, avec généralement plus de 50 % de pertes énergétiques sur les opérations d'hydrogénation (au niveau du port d'exportation) et de dé-hydrogénation au port d'importation. La priorité doit porter sur la R&D afin d'améliorer ce rendement en trouvant de nouvelles molécules, en optimisant les procédés<sup>18</sup>.

Il est plus que probable selon nous que ce transport ne concernera que les produits « finis » contenant ou ayant utilisé de l'hydrogène. Il pourrait s'agir d'ammoniac pour la fabrication d'engrais ou la combustion dans les turbines, de méthanol pour ses propres applications, voire de produits plus en aval comme l'acier décarboné, sans passer par une étape de dé-hydrogénation. L'ammoniac est un des vecteurs qui a le plus de probabilités de se développer, tant parce qu'il y existe déjà un marché et un commerce mature de ce produit au niveau mondial, que grâce à ses nouvelles applications (Annexe 8).

### **D. Les risques d'aléas non maîtrisables**

Une série d'accidents liés à l'hydrogène avec des impacts humains, par exemple, et plus ou moins médiatisés, représente le risque principal pouvant remettre en cause le développement de l'hydrogène.

Une crise économique majeure peut aussi ralentir ou remettre en cause la transition énergétique et la place de l'hydrogène en son sein.

Dans le contexte actuel tendu, des pressions sociales pourraient conduire à un changement de priorités au profit de mesures d'urgence et d'adaptation au changement, même si dans l'absolu il faut mener les deux combats de front. Mais les ressources financières seront-elles suffisantes pour les deux ?

Un autre risque pouvant entraver le développement harmonieux de l'hydrogène est le manque de coopération internationale, certains pays potentiellement exportateurs dans les projets d'investissements pouvant y voir une forme de « néocolonialisme ».

Il faut ajouter que le développement de grandes capacités d'électrolyse peut également accentuer fortement le stress hydrique dans les pays où la situation de la ressource en eau est critique. À l'image de certains types de biocarburants par rapport à la ressource alimentaire, cette tension sur la ressource n'est pas un facteur d'acceptation sociale. L'International Renewable Energy Agency (IRENA)<sup>19</sup> estime le besoin en eau pour l'électrolyse en 2050 à 25 millions de m<sup>3</sup>, à comparer aux 464 millions de m<sup>3</sup> pour les besoins domestiques ou 2700 millions de tonnes pour l'agriculture.

Les objectifs ambitieux assignés à l'hydrogène en 2050 (plusieurs centaines de millions de tonnes par an sont visées) ne peuvent se réaliser sans une part notable d'exportations/importations que l'AIE ou l'IRENA estime entre 25 et 30 % du total. Ce volet est particulièrement critique pour les pays très industrialisés comme l'Allemagne, le Japon, la Corée du Sud et les Pays-Bas. Un échec total ou partiel de la mise en place d'un nouveau commerce international serait très pénalisant pour ces économies développées et pour la place que pourrait prendre in fine l'hydrogène dans la consommation énergétique. Nous pouvons d'ailleurs nous demander si un mouvement de bascule partiel ne va pas

---

<sup>17</sup> Liquid organic hydrogen carriers.

<sup>18</sup> Des sociétés comme Hysilab en France travaillent sur le développement de matériaux alternatifs pour le transport de l'hydrogène.

<sup>19</sup> L'IRENA est une organisation intergouvernementale qui promeut les énergies renouvelables à l'échelle mondiale.



avoir lieu en ce qui concerne la localisation des nouveaux investissements des industries lourdes. En effet, ces derniers pourraient se réorienter vers des régions où l'énergie décarbonée est abondante et abordable. Les annexes 4 et 5 complètent cette description et les facteurs limitants.



# II. L'Union européenne, une stratégie ambitieuse au service de la décarbonation et de la souveraineté européenne

## ***L'hydrogène sera le pilier d'une Europe de l'Énergie intégrée, solidaire et souveraine***

La stratégie de l'Union européenne a une importance fondamentale pour l'avenir de l'hydrogène et plus généralement de l'énergie en Europe.

La guerre en Ukraine incite l'Union européenne à renforcer sa stratégie de souveraineté énergétique et technologique, à diminuer drastiquement sa dépendance aux énergies fossiles notamment en provenance de la Russie (gaz et pétrole) tout en la combinant avec une politique très ambitieuse de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Cette crise ukrainienne se rajoute à la crise énergétique, antérieure à la guerre et déclenchée par les tensions simultanées sur les approvisionnements, qui a eu comme conséquence des prix élevés du gaz naturel et de l'électricité sur le marché européen depuis deux ans.

Nous pensons que cette crise constituera un véritable catalyseur, sans précédent, pour l'émergence d'une politique européenne plus intégrée sur l'énergie, avec les deux piliers qui la sous-tendent : souveraineté énergétique et industrielle européenne, et décarbonation de l'énergie. Mais cela suppose une volonté commune des États membres, un dépassement des différences et intérêts nationaux, une volonté de solidarité européenne et d'intérêt général européen...

## **I. Des objectifs *Fit for 55* rehaussés avec le plan *RePowerEU***

Les objectifs initiaux intégrés dans le paquet *Fit-for-55*<sup>20</sup> ont été renforcés par une mise à jour : le plan *RePowerEU*<sup>21</sup>. Publié en mai 2022, ce plan répond à la volonté de l'Union européenne d'accélérer sa transition vers une économie bas carbone et souveraine au niveau européen. Beaucoup de mesures ont été annoncées sur la diversification énergétique, le renforcement de l'efficacité énergétique, les renouvelables, etc. Concernant l'hydrogène, il s'agit maintenant d'atteindre d'ici 2030 un objectif de 10 millions de tonnes produites sur le territoire européen et d'importer 10 millions de tonnes (dont 4 millions sous forme d'ammoniac). Ces objectifs sont le résultat de modélisations avec l'outil de simulation économique PRIMES pour réduire la dépendance aux hydrocarbures russes notamment.

---

<sup>20</sup> Élaboré par la Commission européenne, il s'agit d'un paquet de 12 propositions législatives d'actions concrètes pour accélérer la lutte contre le changement climatique et notamment tenir l'objectif de réduction d'au moins 55 % des émissions de gaz à effet de serre en 2030 par rapport à 1990.

<sup>21</sup> Plan de la Commission européenne visant à réduire rapidement la dépendance européenne à l'égard des combustibles fossiles russes et à accélérer la transition écologique.



Par exemple, 75 % de l'hydrogène consommé dans l'industrie, comprenant les usages actuels (raffineries) et les nouveaux usages (e-fuel, acier), devra être d'origine renouvelable ou décarboné en 2030. L'introduction de 3 % en volume (soit 1 % en énergie) d'hydrogène décarboné dans le réseau de gaz permettra d'écouler 1,9 millions de tonne d'hydrogène décarboné et de réduire l'importation de gaz russe. Les objectifs de *Renewable Energy Directive 2* (RED 2) et bientôt de RED 3 impliquent d'atteindre 5 % de *Renewable Fuels of Non Biological Origins* (RFNBO) en 2030, carburants d'origine non biologique (incluant l'hydrogène et ses dérivés) dans le pool carburant, ce qui nécessitera approximativement plus de 4 millions de tonnes d'hydrogène décarboné.

Le plan européen a chiffré les investissements nécessaires en termes de capacités additionnelles. Au moins 500 TWh supplémentaires sont nécessaires dans les énergies renouvelables, soit un investissement estimé entre 200 et 300 milliards d'euros d'ici à 2030 pour de l'électricité renouvelable. D'autres investissements ont été chiffrés, d'électrolyseurs (50 à 75 milliards), d'infrastructures de transport (28 à 38 milliards d'euros) et de stockage (6 à 11 milliards d'euros)<sup>22</sup>. Il s'agit d'accélérer le déploiement de l'hydrogène, comme en témoigne le paquet *Hydrogen accelerator*<sup>23</sup> dans le document de la Commission en mai 2022.

## II. Créer un marché liquide de l'hydrogène

Une des priorités de la Commission est de créer au plus vite un marché liquide significatif de l'hydrogène en Europe afin d'optimiser les coûts du déploiement de l'hydrogène, et ainsi favoriser l'émergence d'applications et tendre vers des *business models* compétitifs en y incluant un prix du carbone bien entendu.

Nous pensons que cela pourrait passer par une anticipation de création de places de marché et de prix de référence pour l'hydrogène, comme c'est le cas pour l'électricité, le gaz naturel, etc.<sup>24</sup>

Il est également proposé de doubler d'ici 2025 le nombre d'écosystèmes régionaux (des « Hydrogen Valleys », au nombre de trois en France) où se concentrent offre et demande, et de développer les synergies entre production et usages (entre mobilité et industrie par exemple). Ce sont souvent des couloirs industriels et urbains ou des zones industrialo-portuaires. La notion d'« Hydrogen Valleys » est parfois mal comprise, il s'agit d'écosystèmes de très grande taille destinés à atteindre une masse critique d'usages permettant des économies d'échelle, et non des mini-systèmes locaux de production et de consommation.

## III. Mise en place d'une infrastructure européenne hydrogène, outil de souveraineté énergétique

Le deuxième axe pour la création de ce marché consiste à accélérer le développement des infrastructures de transport, de stockage pan-européen afin de fluidifier et connecter à l'intérieur de l'Europe les zones de production (Espagne par exemple) aux zones de consommation. Il s'agit aussi de préparer les futures importations extra-européennes des pays proches via trois corridors d'ici 2030

<sup>22</sup> Toute la panoplie des outils d'intervention de la Commission est mobilisée, des outils finançant la R&D jusqu'au financement du déploiement des infrastructures (*Connecting Europe Facility* ; *Recovery and Resilience Facility* ; *Invest-EU* ; *European Regional Development Fund* ; *Cohesion Fund* ; *Innovation Fund* ; etc.).

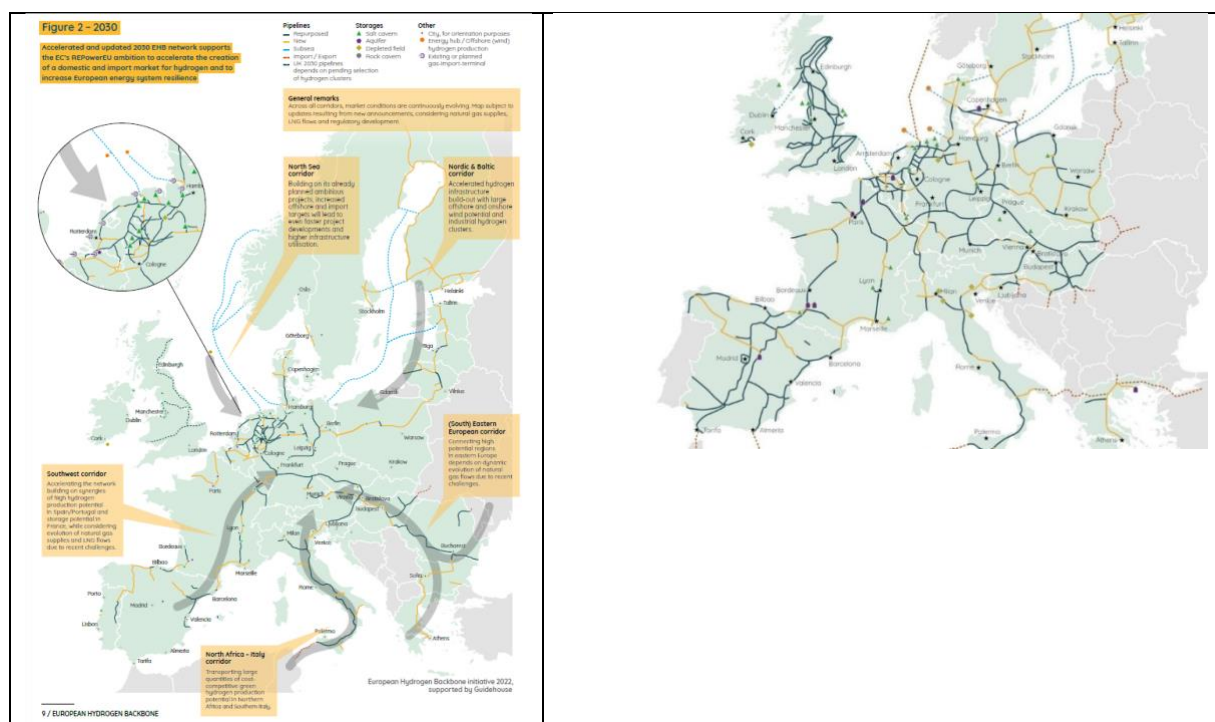
<sup>23</sup> « Dans un document de travail des services de la Commission accompagnant le plan *REPowerEU*, la Commission présente un concept d'« accélérateur d'hydrogène » pour intensifier le déploiement de l'hydrogène renouvelable, ce qui contribuera à accélérer la transition énergétique de l'UE et à décarboner le système énergétique de l'UE » [traduction libre]. [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen_en)

<sup>24</sup> S&P Global Commodity Insights (fournisseur d'informations sur l'énergie et les matières premières) a mis en place depuis fin 2019 un premier *Platts Price assessments for Hydrogen* qui permet une évaluation quotidienne des prix de l'hydrogène selon une méthodologie éprouvée. Il est probable que ce marché se développe en liaison avec un hub portuaire majeur comme celui de Rotterdam et/ou une place de marché énergétique (exemple : celles opérées par Nordpool ou EEX/Powernext).





vers l'Afrique du Nord, l'Ukraine et la Mer du Nord, ainsi que les ports d'importation par voie maritime (Figure 5). Outre les connexions offertes, ces infrastructures au service des européens permettent d'accélérer la montée en puissance de l'hydrogène en substitution du gaz naturel, notamment russe, et de garantir une sécurité d'approvisionnement, notamment pour l'industrie<sup>25</sup>. Il est important de pouvoir planifier et coordonner le déploiement de cette infrastructure à l'échelle européenne. Le paquet décarbonation des marchés du gaz et de l'hydrogène de décembre 2021, proposé par la Commission européenne, permettra d'établir une plate-forme préfigurant la création d'un réseau européen des transporteurs de l'hydrogène - à l'image de l'*European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG)*<sup>26</sup> pour le gaz naturel - afin de lever les verrous techniques et réglementaires, et simplifier les procédures. Enfin la mise en place des corridors *Trans-European Transport Network (TEN-T)*<sup>27</sup> renforcera la directive *Deployment of Alternative Fuel Infrastructures (AFID)*<sup>28</sup> et obligera probablement les États membres à établir un réseau de stations de recharge plus dense, par exemple une station tous les 150 km sur les autoroutes, ce qui aurait un impact sur les infrastructures en amont.



**Figure 5 : Projection des réseaux d'infrastructures hydrogène en 2030 et 2050 et des corridors** (Source : EHB Report, Avril 2022, <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2022/04/EHB-A-European-hydrogen-infrastructure-vision-covering-28-countries.pdf>)

<sup>25</sup> Un rapport entre les parties prenantes (mars 2023) puis une liste de projets prioritaires (projets d'intérêt commun entre États membres et projets d'intérêt mutuel entre États membres et pays tiers) sera établie fin 2023, dans le cadre de la réglementation TEN-E (mise en place de corridors énergétiques prioritaires) pour définir une liste de projets à lancer.

<sup>26</sup> « La mission de l'ENTSOG est de faciliter et de renforcer la coopération entre les gestionnaires de réseau de transport de gaz (GRT) nationaux à travers l'Europe, afin d'assurer le développement d'un système de transport paneuropéen » [traduction libre]. <https://www.entso.org/mission>

<sup>27</sup> Le TEN-T est un programme visant à mettre en œuvre et à développer un réseau européen d'infrastructures de transport.

<sup>28</sup> Cette directive de 2014 a « introduit de nouvelles règles européennes pour garantir la mise en place de points de ravitaillement alternatifs dans toute l'Europe avec des normes communes pour leur conception et leur utilisation » [traduction libre]. <https://www.etipbioenergy.eu/databases/deployment/16-directive-on-deployment-of-alternative-fuels-infrastructure>



## IV. Un cadre réglementaire et normatif indispensable

Il s'agit d'accélérer la publication de normes européennes harmonisées sur la qualité du gaz et ainsi permettre l'injection d'hydrogène dans les réseaux et flux d'échanges entre pays. Il faut aussi accélérer la mise en place d'un système de certification international et de garantie d'origine renouvelable de la production d'hydrogène ainsi que du contenu carbone de l'hydrogène en prenant en compte toute la chaîne : production, transport, stockage, distribution, conversions éventuelles en d'autres molécules (utilisation des analyses de cycle de vie ACV) et enfin, utilisateur final. Cela permettra plus de transparence et sera à la fois la garantie d'un hydrogène décarboné pour l'utilisateur final et la garantie de conditions de concurrence loyale entre acteurs. Le déploiement de l'hydrogène décarboné en est entièrement dépendant. La taxonomie, tant sur les énergies renouvelables que sur l'hydrogène, et la reconnaissance du contenu carbone sont importantes aussi bien pour les utilisations intra-européennes que pour l'importation d'hydrogène et de produits dérivés. Les actes délégués à propos des énergies renouvelables parus en mai 2022 donnent un cadre très rigoureux sur la forte corrélation géographique et temporelle entre la production d'électricité et la production d'hydrogène, avec une période de transition jusqu'en 2027. En outre, la production électrique devra démontrer qu'elle est bien spécifique à la production d'hydrogène (caractère d'additionnalité) et non déjà destinée à l'alimentation du réseau électrique pour les autres usages. Si ce cadre est encore en discussion, il pourrait s'avérer trop rigoureux pour permettre d'atteindre dans les délais impartis l'objectif de production et d'utilisation de la Commission en 2030.

## V. Un volet industriel pour garantir une souveraineté technologique

Le volet industriel est pris en compte à travers le financement important de la R&D, l'innovation (*Clean Hydrogen Alliance* FCH JU), les projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC)<sup>29</sup> et l'*Innovation Fund* qui vont aider à développer sur le territoire européen des capacités manufacturières (notamment des *gigafactories*) de production d'électrolyseurs, piles, réservoirs et autres composants de la chaîne hydrogène. Le but est d'éviter le phénomène du photovoltaïque où l'Europe importe les panneaux de Chine. Ce n'est pas encore une politique industrielle européenne commune, du fait de la compétition existant entre États membres pour développer leurs propres champions, mais un premier pas vers une industrie européenne compétitive.

## VI. Une initiative nouvelle de la Commission pour une politique internationale offensive sur l'hydrogène

L'importation d'hydrogène est une dimension résolument inscrite dans la stratégie européenne. Les États européens se positionnant pour l'instant en ordre dispersé sur des importations, chacun signant des protocoles d'accord<sup>30</sup> avec divers pays d'Amérique du Sud, d'Afrique ou du Moyen-Orient (en particulier l'Allemagne et les Pays-Bas pour l'heure). Pour parer cette situation, la Commission propose de mieux coordonner ces relations avec des pays tiers. Ainsi, l'initiative *Green Hydrogen Partnership*

---

<sup>29</sup> Mécanisme européen qui vise à promouvoir l'innovation dans des domaines industriels stratégiques et d'avenir au travers de projets européens transnationaux.

<sup>30</sup> Il s'agit de *Memorandum Of Understanding* (MOU), documents décrivant un accord ou une convention bilatérale ou multilatérale entre leurs parties.





associée à l'initiative *Global European Hydrogen Facility*<sup>31</sup>, auront pour objectif de veiller à établir un cadre réglementaire cohérent et équitable entre les règles de commerce intra et extra-européennes, voire de mutualiser des achats. Il s'agit aussi de garantir une « éthique » vis-à-vis des pays tiers et de s'assurer que les nouvelles capacités installées dans ces pays servent en premier lieu à décarboner leur propre économie et sont au service de la population locale avant d'envisager l'exportation.

Concernant la stratégie internationale, quel sera le poids de la « couche communautaire » (les actions communes proposées par la Commission européenne) vis-à-vis des rapports de force bilatéraux qui émergent ? En tout état de cause, la France aurait une carte à jouer dans ce nouveau « grand jeu » international qui se déploie, en participant à cette initiative européenne aux côtés de l'Allemagne qui est très investie et même clairement leader à ce stade. En parallèle, la France doit instaurer des partenariats bilatéraux.

---

<sup>31</sup> « Dans le cadre des mesures d'accélération de l'hydrogène, la Commission européenne propose d'établir une installation européenne globale d'hydrogène afin de créer une sécurité d'investissement et des opportunités commerciales pour la production européenne et mondiale d'hydrogène renouvelable » [traduction libre]. [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen_en)



# III. Une stratégie française ambitieuse mais à compléter

La France dispose incontestablement de grandes entreprises dans les secteurs de l'énergie (électricité, gaz, pétrole, renouvelables), des transports, des gaz industriels, de la chimie et des industries lourdes, de services associés à l'industrie. Ces entreprises sont souvent internationalisées et en voie d'investir massivement dans la transition énergétique, et en particulier dans l'hydrogène. En agissant ainsi, ces acteurs pourront soit se positionner comme des leaders du déploiement des technologies, soit décarboner leur propre procédé. Des fournisseurs de technologie, notamment des PME et plus récemment des *starts up* ou des joint-ventures, stratégiques sur la chaîne de valeur, se développent également en France (exemple de Genvia sur l'électrolyse haute température). Précisons toutefois que la compétition dans ce domaine est très intense, notamment sur plusieurs technologies d'électrolyse basse et haute température, les réservoirs haute pression, la pile à combustible PEMFC<sup>32</sup>, ainsi que sur des technologies annexes, mais importantes pour les systèmes hydrogène.

L'autre point marquant en France a été la multiplication des initiatives locales (ville, département, région) qui a précédé le lancement de la stratégie nationale, avec de nombreux projets locaux sur la mobilité et la production locale. Plus de 250 projets ont été recensés par France Hydrogène<sup>33</sup> à ce jour. Ces écosystèmes régionaux se sont développés depuis une dizaine d'années. Ils ont débuté par des projets de démonstration, puis de production et applications concentrés sur un périmètre géographique restreint (les « Vallées Hydrogène »), rapprochant ainsi offre et demande. Ils ont été aidés par des financements régionaux et par des appels à projets de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). Douze régions ont adopté depuis 4 ans des stratégies régionales sur l'hydrogène. La multiplication des projets sur la mobilité terrestre (bus, trains, flottes, véhicules utilitaires, camions), maritime et portuaire, et plus récemment dans l'industrie, induit une carte des projets (disponible sur France Hydrogène) particulièrement fournie.

Enfin, la France dispose de laboratoires publics de R&D (CEA, CNRS, Universités, IFPEN<sup>34</sup>) en recherche fondamentale et en recherche technologique de premier plan. Elle est aussi très impliquée dans les programmes européens de recherche sur ce domaine, pilotant la principale organisation qui regroupe la recherche publique européenne (*Hydrogen Europe Research*).

## I. Une stratégie nationale ambitieuse

À partir des atouts précédemment décrits, le gouvernement français a lancé en 2020 une stratégie nationale ambitieuse, accompagnée d'un plan d'action avec des moyens conséquents sur la prochaine décennie. Cette stratégie vise deux objectifs :

- Démarrer le déploiement des technologies hydrogène décarboné dans deux secteurs prioritaires d'ici 2030 : la mobilité lourde et l'industrie, comprenant la production d'hydrogène décarboné avec un objectif de 680 000 tonnes en 2030 ;

---

<sup>32</sup> « La pile à combustible à membrane échangeuse de protons permet de convertir l'énergie chimique d'oxydation du dihydrogène en énergie électrique et thermique selon la réaction globale de synthèse de l'eau. » <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03202217/document>

<sup>33</sup> Structure qui fédère et représente les intérêts des acteurs de la filière française de l'hydrogène structurés sur l'ensemble de la chaîne de valeur.

<sup>34</sup> Le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) ; le Centre national de recherche scientifique (CNRS), IFP Énergies nouvelles, successeur de l'Institut français du pétrole (IFP).

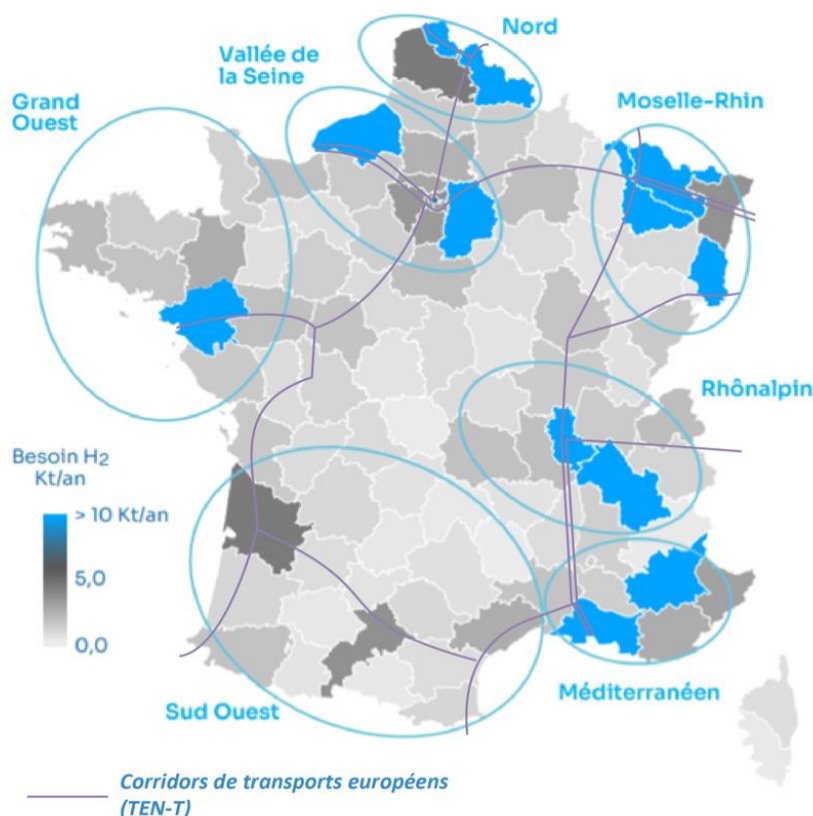


- Accompagner le développement d'une filière industrielle et manufacturière sur le territoire national sur quelques éléments clés de la chaîne de valeur et en faire une filière compétitive au niveau international.

La production et la consommation de 680 000 tonnes d'hydrogène décarboné sont prévues à l'horizon 2030 (475 000 tonnes pour l'industrie, 160 000 tonnes pour la mobilité et 45 000 tonnes pour le stockage de l'énergie) essentiellement par électrolyse. La consommation totale d'hydrogène passera de 880 000 tonnes aujourd'hui (100 % pour l'industrie) à 1 345 000 tonnes en 2030, la part de l'industrie s'élevant alors à 1 140 000 tonnes du fait de nouveaux usages de l'hydrogène. La part de l'hydrogène décarboné pour la mobilité et le stockage est de 100 % alors que pour l'industrie, elle ne sera que de 40 % en 2030. Ainsi, 665 000 tonnes d'hydrogène gris seront toujours produites.

Sept hubs « hydrogène » en France (Figure 6) concentrent la plus grosse partie de la consommation de l'hydrogène comme que prévue dans les projets en cours de montage. Ce sont les zones à caractère industriel ou portuaire (Marseille-Fos, la vallée de la Seine Paris-Rouen-Le Havre, Dunkerque, etc.), ou encore des écosystèmes industriels (Lyon vallée du Rhône, Toulouse, Lorraine). Les hubs, au niveau européen, se définissent par une concentration d'activités industrielles et nœuds de communication (port, aéroport, etc.), mais aussi par un accès à différentes sources (locales et importées) d'hydrogène, par une infrastructure développée de transport, et par des usages multiples de l'hydrogène ou des produits dérivés de l'hydrogène.

La gouvernance de la stratégie nationale est assurée par le Conseil national de l'hydrogène rassemblant les parties prenantes des ministères et agences, ainsi que de l'écosystème des entreprises via France Hydrogène. Une deuxième instance de coordination et d'échange avec le secteur privé est le comité stratégique de filière Nouveaux Systèmes Énergétiques qui a un périmètre plus large que l'hydrogène<sup>35</sup>.



**Figure 6 : Les 7 hubs concentrant la part majeure de consommation d'hydrogène**

<sup>35</sup> <https://systemesenergetiques.org/>.

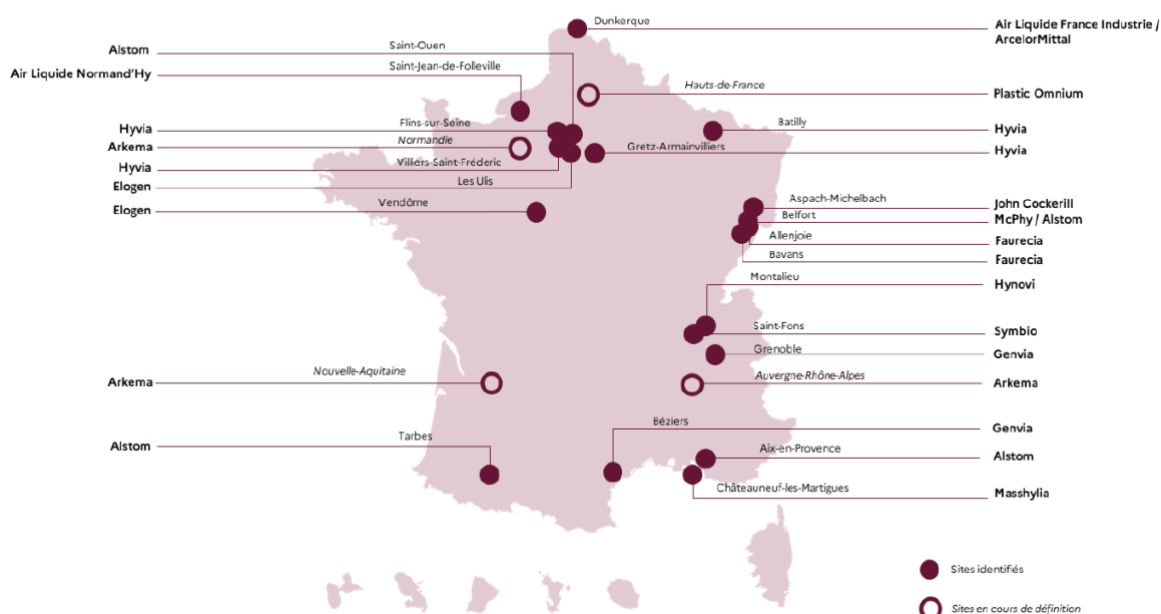


**La stratégie nationale est très prudente sur le développement d'infrastructures, dans une position plutôt attentiste jusqu'en 2030 et est quasiment absente sur les questions de diplomatie internationale de l'hydrogène et d'exportation.** De même, elle n'est que peu intégrée dans les initiatives européennes. France Hydrogène et le Medef-International ont lancé une *Task force Hydrogène* permettant d'informer et aider les entreprises françaises à connaître les stratégies des autres pays, établir des liens, organiser des missions destinées à soutenir les exportations et collaborations des entreprises françaises. Or depuis le lancement de la stratégie hydrogène, le contexte international sur l'hydrogène évolue très vite, beaucoup d'initiatives et projets de grande ampleur naissent. Les accords entre pays se multiplient, les industriels accélèrent la décarbonation, les investisseurs sont à la recherche de projets viables, la taille minimale des projets s'accroît, on vise désormais la masse critique, un nombre de véhicules conséquents dans un projet, etc. Et les fournisseurs de technologie se positionnent déjà sur ces grands projets. **De ce point de vue, le plan d'action français est resté relativement figé dans ses objectifs quantifiés et dans sa vision purement nationale.**

L'articulation entre les différents niveaux (local, régional, national et européen) est un exercice délicat, mais indispensable si nous souhaitons optimiser l'utilisation de l'argent public et faire émerger une filière française compétitive.

Au niveau européen, les acteurs français sont impliqués de longue date dans l'entreprise commune *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU)* qui en est à sa troisième déclinaison depuis 2007 ; mais aussi dans *Clean Hydrogen Joint Undertaking*, programme de R&D et d'innovation, et dans les deux principales organisations *Hydrogen Europe* (industriels) et *Hydrogen Europe Research*. Le gouvernement français a également proposé 15 projets français (Figure 7) dans le cadre du PIIEC comprenant quatre projets de *gigafactories* d'électrolyseurs, cinq projets relatifs à la production massive d'hydrogène, son utilisation dans la sidérurgie et la raffinerie, la production de méthanol qui est importé à 100 % aujourd'hui et six projets relatifs à la production de piles à combustible pour la mobilité, de réservoirs haute pression de matériaux et composants.

### Projets prénotifiés par la France à la Commission européenne dans le cadre du PIIEC sur l'hydrogène



**Figure 7 : Projets français prénotifiés pour le PIIEC sur l'hydrogène (Source : Ministère de l'Industrie/DGE)**



## II. Le rôle des écosystèmes locaux et l'articulation entre niveaux

Les institutions locales jouent un rôle de plus en plus important dans la définition des politiques énergétiques, des politiques climatiques et dans celle de l'innovation et du soutien aux entreprises. Rappelons que ce sont les projets soutenus au niveau local dans les années 2010 à 2018 (ainsi que les projets européens) qui ont permis de faire vivre la filière en l'absence de support national, parfois sous l'impulsion d'élus convaincus de l'intérêt de l'hydrogène comme dans le département de la Manche, à Albi ou encore en Bourgogne-Franche-Comté et en Rhône-Alpes. Ces projets soutenus au niveau local se sont beaucoup focalisés sur les applications mobilité, mais aussi sur la production d'hydrogène souvent à petite échelle et la mise en place de micro-infrastructures. Le grand mérite de ces initiatives est d'avoir fédéré tout un écosystème de recherche (universités, écoles d'ingénieurs), d'entreprises locales, et souvent avec l'intervention d'une grande compagnie. Une étape supérieure a été franchie récemment avec la mise en place de stratégies régionales, intégrées au sein des Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) et des Plans climat-air-énergie territoriaux (PCAET) avec des priorités et des objectifs chiffrés, ainsi que des moyens parfois conséquents. Les acteurs locaux se sont mobilisés pour présenter lors des appels d'offres nationaux, de l'ADEME en particulier, des projets hydrogène d'écosystèmes intégrés permettant d'atteindre une certaine masse critique et de mutualiser les usages, d'initier dans certains cas des « vallées hydrogène ». Des spécificités apparaissent dans les régions : applications maritimes et portuaires pour certaines, intégration d'une production manufacturière pour d'autres (généralement les régions avec une tradition industrielle telle que Rhône-Alpes, Bourgogne-Franche-Comté, Nord) ou encore axée sur les applications pour l'industrie lourde (Marseille-Fos, Dunkerque, Le Havre-Rouen).

**Une première interrogation concerne la synchronisation entre les attentes des élus** qui souhaitent voir rapidement les projets de mobilité opérationnelle – un bus, une benne à ordures, un train sont des objets visibles sur lesquels il est facile de communiquer – **et la réalité industrielle** qui est plus lente. En effet, mettre sur le marché de nouvelles technologies est un processus complexe qui nécessite de passer par des autorisations, des homologations mais aussi de trouver les financements pour investir dans les outils de production, ce qui suppose une visibilité sur les marchés au-delà des premiers projets. Il faut donc informer, former, faire de la pédagogie auprès des élus locaux sur les réelles possibilités d'une industrie naissante et ses contraintes matérielles, afin d'éviter toute désillusion qui serait contre-productive pour l'hydrogène. La baisse des coûts est attendue par la massification, mais elle demande un certain temps dans les premières phases pour s'accélérer ensuite.

**Un deuxième point à soulever est la viabilité à long terme des écosystèmes territoriaux en raison de leur taille.** Une grande partie de ces écosystèmes est trop petite pour être viable, notamment en ce qui concerne la partie production d'hydrogène. Ces projets sont actuellement fortement aidés, et ce jusqu'en 2030. Ils intègrent souvent une partie production locale et usages locaux. Les pouvoirs publics parient sur une baisse des coûts des technologies d'ici 2030 par une politique de la demande, subventionnée, et d'aide à la massification des usages, ce qui semble raisonnable. En revanche, si la multiplication des petites productions locales d'hydrogène est tout à fait pertinente pour alimenter les premiers usages de la prochaine décennie, se posera la question à terme de la viabilité économique de cette production. L'effet de taille joue beaucoup pour la production d'hydrogène et son infrastructure. Dans l'hypothèse d'un développement massif de l'hydrogène, comme cela est espéré, il est probable qu'apparaissent un marché national et sans doute européen de l'hydrogène. Les productions locales qui cesseront un jour ou l'autre d'être subventionnées se verront concurrencées par d'autres sources d'hydrogène décarboné et potentiellement plus compétitives.

Quelques bémols à cela : d'une part cela suppose la mise en place d'une infrastructure de transport, mais n'oublions pas que nous savons déjà transporter par voie terrestre de l'hydrogène pour les petites quantités. D'autre part, le transport de l'hydrogène restera coûteux, même avec les progrès attendus et dans certaines situations géographiques, un hydrogène local pourrait rester compétitif. Des modèles



alternatifs à l'électrolyse, comme la pyrogazéification, la pyrolyse du méthane ou le reformage de biogaz pourraient être relativement compétitifs pour des unités de petite taille. Il faut sans aucun doute mettre davantage en avant ces procédés alternatifs à l'électrolyse, en attendant des procédés en rupture (photoélectrochimie, biologie ou procédés bio-inspirés).

**Nous pouvons aussi nous poser la question du maintien dans la durée d'écosystèmes plus industriels ayant des fondamentaux de prix très différenciés**, source d'écart de compétitivité entre industries selon leur situation. Les tendances sur le marché des énergies en gaz et en électricité ont été orientées ces dernières années vers la création de places de marché à minima nationales, au nom d'un équilibre entre les territoires.

Ces incertitudes et la complexité du système énergétique actuel rendent les décisions des élus locaux et des industriels assez difficiles. Pour éclairer ces choix énergétiques et assurer leur cohérence avec différents scénarios nationaux / européens, des modèles et outils de simulation commencent à apparaître<sup>36</sup>. **Nous recommandons également de développer et généraliser de tels outils pour une aide à la décision des collectivités locales** (Annexe 10).

**La question des collaborations transfrontalières est importante** pour le développement des applications de l'hydrogène. Elles ne sont pas assez soutenues et parfois les régions transfrontalières montent séparément des projets de collaboration au niveau national avec des partenaires non habituels. Elles devraient faire l'objet de mesures spécifiques destinées à développer des écosystèmes des deux côtés de la frontière et s'appuyer sur des moyens déployés au travers des entités transfrontalières existantes.

**La cohérence entre les différents niveaux doit être renforcée.** France Hydrogène anime efficacement les échanges entre régions, le partage d'expérience suscite des initiatives communes comme les commandes groupées, mais il y a une lacune au niveau de la gouvernance nationale. Pour pallier ces insuffisances, il nous semble que les instances de coordination (Conseil national de l'hydrogène, comité stratégique de filière Nouveaux Systèmes Énergétiques) devraient s'appuyer plus largement sur des comités réunissant des représentants de collectivités locales, de laboratoires de recherche et d'ONG, ceci pour élargir les points de vue et les ancrer dans la réalité opérationnelle. Ils pourraient alors commanditer des études pour analyser et piloter les différentes options proposées, comme c'est le cas dans certains pays étrangers comme les Pays-Bas ou le Royaume-Uni par exemple. Ces études pourraient être utiles pour réfléchir à un déploiement donné (infrastructure, décarbonation d'un secteur industriel, au sein d'un écosystème régional, etc.), mais aussi pour assurer la cohérence entre les déploiements dans les écosystèmes régionaux. Cette cohérence est tout autant indispensable entre le niveau région et national, voir européen, et l'engagement local.

Il nous semble important de développer des études comme celle en cours de réalisation par l'IRT System X à la demande de France Hydrogène et la Plateforme Française Automobile (PFA) pour définir le positionnement optimal des stations de recharge H2 en France (maillage du territoire). Un des enjeux est aussi de décloisonner l'information, rendre accessibles ces études et les conclusions des projets et expérimentations déjà menées pour faciliter la prise de décisions et le passage à l'action.

**La question des business models et des études économiques est cruciale.** L'annexe 10 décrit la complexité de modèles d'affaires à inventer découlant en partie de la complexité de la chaîne de valeur de l'hydrogène, l'exemple du projet de grande taille HyGreen Provence à Manosque est à cet égard représentatif (Annexe 11).

Nous pensons qu'il y a matière à réfléchir et travailler sur des formes juridiques et contractuelles innovantes qui prennent en compte la complexité de la chaîne de valeur de l'hydrogène et la répartition des risques entre acteurs.

---

<sup>36</sup> La ville de Saclay a par exemple financé un premier démonstrateur de jumeau numérique territorial appliqué à la décarbonation du territoire (projet réalisé par l'IRT System X).





### III. Rôle de l'hydrogène dans la stratégie énergétique française

La question du rôle quantitatif et qualitatif de l'hydrogène dans la transition énergétique française est une question capitale, qui renvoie au rôle que l'on veut assigner au système énergétique français en 2050 au service d'une vision de l'économie et de la société, comme nous allons le voir par la suite. De la détermination de ce rôle découlent plusieurs autres questions structurantes : quelle électricité pour cet hydrogène et à quel prix ? Quelle politique de sécurité énergétique et de souveraineté ? Puis, la question sous-jacente du dimensionnement des importations éventuelles d'hydrogène et de produits hydrogénés. Enfin, sur la base de ces questions, nous devons déterminer une politique/diplomatie internationale en adéquation avec les objectifs globaux.

#### A. Le rôle de l'hydrogène expliqué par des règles de trois

##### 1) Objectifs 2030

Malgré l'ampleur du plan français, on peut noter un objectif relativement modeste en 2030, 680 000 tonnes d'hydrogène décarboné en production et consommation sur une consommation totale d'hydrogène de 1 345 000 tonnes. Il restera donc en 2030 une consommation de 665 000 tonnes d'hydrogène gris, soit un peu moins que la production actuelle d'hydrogène carboné, à comparer aux objectifs européens – rehaussés après la crise ukrainienne – de 20 millions de tonnes dont la moitié importée. La part française (3,5 %) est bien inférieure à la part de la France dans le PIB de l'Union européenne (17 %), ou même la part française dans la valeur ajoutée des activités industrielles (13 à 14 %).

##### 2) Objectifs 2050

Au niveau de l'Union européenne, l'objectif de consommation d'hydrogène est compris dans une fourchette entre 40 et plus de 100 millions de tonnes, avec une part d'importations intra-européenne et extra-européenne significative. En France, l'objectif 2050 est encore flou ; les différents scénarios de l'ADEME et de RTE proposent des cibles comprises entre 1,5 et 3 millions de tonnes selon le degré de sobriété, de réindustrialisation et de pénétration des énergies renouvelables intermittentes. Nous pouvons également noter qu'avec des hypothèses médianes, la consommation d'hydrogène en France représentera environ 5 % de celle européenne en 2050. Si on représente la part de l'hydrogène dans la consommation finale de la France telle qu'elle est prévue dans la SNBC (c'est-à-dire la moitié de la consommation finale actuelle), la part de l'hydrogène reste inférieure à 10 %, ce qui est bien inférieur également à ce qui est annoncé dans la plupart des scénarios. Ce point sera discuté en fin de paragraphe.

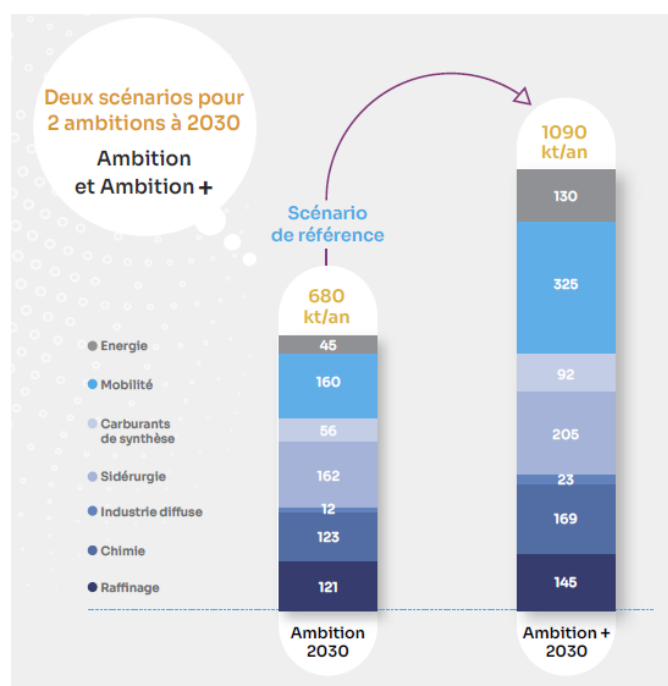
Par ailleurs, la part visée de l'hydrogène décarboné dans l'industrie en 2030 (40 %) est bien en deçà du nouvel objectif européen décrit dans *RePowerEu* : 75 % en 2030.

De même, l'objectif de 5 % de RFNBO nécessiterait à lui seul la production de 640 000 tonnes d'hydrogène en France.

Ces quelques règles de trois, même si elles ont des portées limitées, relativisent quelque peu les objectifs quantitatifs français, qui n'ont pas évolué depuis 2 ans. Ils sont plutôt modestes au regard de ce que nous pourrions attendre de la deuxième économie de la zone euro. Nous pourrions aussi argumenter que les objectifs européens pour 2030 sont totalement irréalistes, la vérité se situant probablement entre les deux. Cependant, ces objectifs européens sont maintenant partagés par les différents États membres et la France ne semble pas les avoir remis en cause.

Un scénario plus ambitieux a été proposé par France Hydrogène, Hydrogène 2030 + (Figure 9) dont les objectifs sont intermédiaires entre le plan actuel et ce qu'il faudrait atteindre pour coller aux objectifs européens.





**Figure 9 : Le scénario de base national et le scénario 2030+ de France Hydrogène** (Source : France Hydrogène, [www.france-hydrogène.org](http://www.france-hydrogène.org))

## B. Quelle électricité pour quel hydrogène et à quel prix ?

Dans les scénarios du gouvernement pour 2030, la quantité d'électricité nécessaire, 37 TWh, pour atteindre l'objectif d'hydrogène par électrolyse, est relativement modeste et compatible avec la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) telle qu'elle est prévue. Le scénario « haut » de France Hydrogène, quant à lui, nécessiterait 60 TWh.

Pour 2050, les sept scénarios RTE (Annexe 12) balisent différentes évolutions possibles du mix énergétique français en fonction des drivers suivants : degré de sobriété dans la société, degré d'électrification, degré de réindustrialisation, degré de l'efficacité énergétique atteint et degré de pénétration de l'hydrogène. La part de l'électricité est plus grande qu'aujourd'hui dans tous les scénarios, mais avec beaucoup de variation : faible augmentation dans le scénario sobriété (555 TWh) et jusqu'à 750 TWh (scénario Hydrogène renforcée ou réindustrialisation profonde). La SNBC actuelle prévoit 510 TWh sur une consommation finale de 930 TWh. Concernant l'hydrogène, cinq scénarios, dont celui de la sobriété, prévoient une production d'hydrogène décarboné autour de 50 TWh (soit 920 000 tonnes, niveau de production actuelle), et deux scénarios plus ambitieux : celui dit « réindustrialisation » qui voit la consommation électrique de l'industrie passer de 115 TWh (2020) à 239 TWh et celle de l'hydrogène atteindre 87 TWh (soit 1,6 million de tonnes), et celui dit « Hydrogène + » qui voit la consommation électrique dans l'industrie passer de 115 à 164 TWh, et l'hydrogène à 171 TWh soit 3 millions de tonnes environ. Ce dernier chiffre qui est le chiffre le plus haut des scénarios français envisagés reste néanmoins en deçà des poids respectifs du PIB mentionné plus haut.

Dans d'autres pays en Europe, les scénarios moyens anticipent une croissance de 100%, voire de 250 % comme aux Pays-Bas, et l'AIE anticipe un doublement à minima de la production électrique au niveau mondial, qui viendra très majoritairement du déploiement des énergies renouvelables<sup>37</sup>.

<sup>37</sup> Net zero by 2050, AIE.





Les pouvoirs publics ont prévu une révision de la PPE actuelle en 2023 (et celle de la SNBC), pour tenir compte des dernières évolutions survenues, dont celle sur l'hydrogène, la situation nouvelle du nucléaire et le nouveau contexte européen et national. La PPE de 2018 fixe des objectifs de déploiement des EnR pour 2028 de l'ordre de 33 GW pour l'éolien terrestre, 30 à 44 GW pour le photovoltaïque et 6 GW pour l'éolien off-shore.

Néanmoins, nous pouvons souligner une certaine fragilité du système électrique français sur les prochaines années annoncée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et RTE avec : une moindre disponibilité du parc de production thermique ; des problèmes de vieillissement du parc nucléaire ; des tensions lors des périodes de pointe ; des difficultés sur les échanges européens du fait de la diminution programmée des moyens pilotables ; des difficultés d'approvisionnement en gaz naturel ; des difficultés de déploiement des EnR.

La prévision de RTE fait apparaître une disponibilité de 32 TWh d'électricité décarboné (1/3 renouvelable, 2/3 nucléaire) d'ici à 2035 susceptible de produire 600 000 tonnes d'hydrogène, mais il faudra tenir compte des aléas mentionnés ci-dessus qui risquent de diminuer ce disponible. Il faudra également prendre en compte l'impact de nouveaux usages de l'électricité (mobilité, résidentiel) qui peuvent perturber la disponibilité réelle de l'électricité selon les périodes de la journée. Enfin cet usage de l'électricité disponible va déplacer les équilibres d'échanges d'électricité au sein du système européen. Des simulations (les coûts d'abattement de France Stratégie) montrent que l'affectation de 1 kWh à l'électrolyse en France peut s'avérer moins impactante en termes de réduction du CO<sub>2</sub> qu'un kWh produit par une centrale fossile en Europe, ce qui doit donc être évité. L'interaction avec le système électrique européen est à prendre en compte.

En outre, une réglementation européenne en cours de finalisation va clairement définir les conditions de production d'un hydrogène décarboné et renouvelable afin d'éviter tout *greenwashing* : il faudra démontrer que l'électricité nécessaire à sa production est bien d'origine renouvelable et provenir de capacités additionnelles par rapport aux renouvelables en place fournissant de l'électricité pour les besoins généraux du réseau ; de plus, il y aura également des critères de concomitance géographique et temporelle à respecter entre la production d'électricité et la production d'hydrogène. Si ces réglementations sont louables pour véritablement certifier un hydrogène renouvelable, elles sont malgré tout un peu complexes à mettre en œuvre et pourraient avoir un effet limitant sur la quantité d'hydrogène produit. Compte tenu du mix énergétique et des priorités françaises, la question sera également de faire reconnaître un label « hydrogène décarboné ».

Un autre aspect clé de la production d'hydrogène en France est **l'accès à une électricité décarbonée à un coût compétitif** et du taux de charge. Ce coût se décompose en un coût de production et un coût d'utilisation des infrastructures de transport et distribution auquel on ajoute les taxes (Annexe 13). Cet aspect est lié au modèle d'affaire du producteur d'hydrogène. RTE considère qu'un coût objectif total de 36 €/MWh permettrait à terme de produire un hydrogène décarboné compétitif (de l'ordre de 2,5 à 3 €/Kg d'hydrogène), associé à un prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t à l'horizon 2030. Or, le prix de l'électricité, qu'elle soit renouvelable et alimentant donc directement l'électrolyseur, ou pris sur le réseau (avec des coûts réseaux) en évitant les heures de pointe, ne pourra descendre en dessous d'une fourchette de 46 à 70 €/MWh, ce qui porte la valeur espérée de l'hydrogène produit en France à une fourchette de 3 à 4 €/kg. Par exemple, d'un point de vue structurel, les coûts des EnR (photovoltaïque et éolien) sont au minimum 20 % plus élevés en France qu'en Allemagne, surcoût principalement dû à des procédures plus longues, à de nombreux recours et à un manque de concurrence. Le gouvernement en a conscience et lance un plan d'action en 2022 pour simplifier les procédures et accélérer le déploiement de l'éolien et du photovoltaïque, suscitant des tensions potentielles avec les opposants. D'après les experts consultés, nous voyons difficilement comment le seul coût de production des EnR directement couplé à un électrolyseur pourrait à termes descendre en dessous des 50 €/MWh. Pour les électrolyseurs raccordés au réseau, qui permettent d'augmenter le taux d'utilisation des électrolyseurs, le coût est plus élevé hormis s'il y a suppression des coûts de raccordement et des taxes, ce qui semble assez improbable. Mais un facteur positif mentionné antérieurement pourrait être le renchérissement durable du gaz naturel en Europe qui rabaisserait le seuil de rentabilité de l'hydrogène décarboné.



Si la stratégie, non explicitement formulée, de produire autant que possible sur le sol national ce que nous consommons résulte de la volonté légitime de réduire notre dépendance énergétique, elle gagnerait à être complétée par une stratégie de sécurité énergétique (diversifier ses approvisionnements et constituer des stocks), de souveraineté énergétique relative ou d'autonomie énergétique et technologique (maîtriser la conception et la production d'éléments clés de la chaîne de valeur).

### C. Cible pour la consommation finale d'énergie, et place pour l'hydrogène et les imports d'énergie

#### Synthèse

Nous pensons que pour déterminer le rôle de l'hydrogène dans le mix français en 2050, il faut :

1. Organiser une prospective *bottom-up* sur différents scénarios pour la cible de consommation finale à partir d'objectifs et besoins pour la société et l'économie, débattus de façon démocratique et transparente. Nous appellerons cela un exercice de prospective de planification énergétique, environnementale et sociétale, avec différents scénarios ;
2. En tirer alors la part de la consommation d'hydrogène décarboné (avec différents scénarios) ;
3. En fonction de l'électricité nécessaire et des choix de société, il faut également ouvrir un débat sur le niveau de production que nous pouvons atteindre en France (limites acceptables par la société du nucléaire, des renouvelables), et en déduire également des conclusions pour d'éventuelles importations d'hydrogène décarboné ou de produits hydrogénés. Nous noterons que les cinq facteurs principaux (sobriété et efficacité, place du nucléaire, déploiement des renouvelables, importations d'hydrogène, type et niveau d'activités industrielles souhaités) peuvent se combiner de différentes façons, mais de manière indépendante. Un niveau important d'utilisation d'hydrogène n'est pas forcément associé à un développement du nucléaire, l'exemple de l'Allemagne le montre. De même, un niveau fort d'activités industrielles peut être associé à un degré de sobriété significatif et à des importations d'énergie décarbonée.

Les différents gouvernements ont conçu les objectifs énergétiques, à l'instar de la SNBC, à partir d'une hypothèse et d'un choix qui n'ont pas toujours été explicités ou débattus sur la place publique. Pourtant, cette dimension s'avère très importante pour le système énergétique en 2050 et le système industriel. Il s'agit finalement d'un choix de société. La SNBC exclut une importation d'énergie et souhaite passer d'une dépendance à 80 % en 2020, à une autarcie à 100 % en 2050 – principalement par une augmentation modeste de la production électrique, un appel considérable à la biomasse, un recours à la sobriété non explicitée, une efficacité énergétique drastique et l'exclusion de l'utilisation du CCS – ce qui explique en grande partie le chiffre de 930 TWh<sup>38</sup> qui prend en compte une population de 72 millions d'habitants et un accroissement du PIB de 60 % par rapport à 2020. Comme l'explique très bien RTE dans le chapitre 3 du rapport Futurs Énergétiques 2050, ce débat mériterait d'être ouvert et des contributeurs au rapport ont suggéré de déterminer un niveau réaliste ou souhaitable de consommation énergétique par la modélisation (niveau endogène) plutôt que de se référer à la cible a priori fixée par la SNBC, qui se situe dans le haut de la fourchette des pays industrialisés en termes de diminution de la consommation finale d'énergie.

En effet, cette cible de consommation finale devrait impliquer une discussion de type sociétale, et devrait être ouverte au débat et pas seulement provenir de résultats de travaux d'agences, d'ONG ou

<sup>38</sup> RTE 2050.



de *think tank*. Elle devrait également faire l'objet de variantes, sur les choix à opérer en termes de consommation, mais aussi, côté production, interroger le développement souhaitable des différentes énergies renouvelables, de l'énergie nucléaire et de la question d'un complément d'importation d'énergie. Ce choix est au moins aussi important que la décarbonation de l'économie, qui lui ne porte guère à débat. En dimensionnant le système industriel sur les capacités d'autoproduction énergétique ou sur un niveau de consommation finale trop bas, la France prend le risque de limiter son développement économique et industriel, et de voir partir certaines industries vers des régions où l'approvisionnement énergétique est disponible et abordable. La France se retrouverait prise en étau entre une option de décroissance non choisie et une économie fondée sur les services peu consommateurs, mais complétée par des importations de produits à contenu énergétique. L'empreinte carbone de la France qui en résulterait resterait nettement supérieure à ses émissions.

De plus, cette limite de consommation finale a contraint directement l'objectif en ce qui concerne l'hydrogène : à l'intérieur de cette enveloppe fixe, on voit bien les limites de l'exercice : si l'on pousse le curseur très en avant sur l'industrialisation, que cela implique-t-il sur les autres usages de l'énergie, que ce soit pour l'habitat ou la mobilité ? Il nous semble cependant qu'il est préférable, dans le cas de l'économie française, de privilégier des industries s'installant à Fos-sur-Mer ou au Havre, plutôt qu'à Rotterdam, ou dans les Asturies, quitte à relever l'objectif de la consommation finale.

Si nous dressons l'étau de la SNBC (tout en gardant l'objectif d'une décarbonation complète), il s'agira soit de produire plus d'énergie décarbonée sur le territoire, soit d'importer de l'énergie décarbonée, notamment de l'hydrogène vert.

L'hydrogène décarboné vert présente une opportunité exceptionnelle pour renforcer la sécurité énergétique de notre économie. L'expérience nous a appris l'importance, pour l'économie nationale, de disposer de grands acteurs énergétiques – jadis qualifiés de « champions nationaux » - capables de se déployer à l'international et renforcer notre politique énergétique. En matière d'hydrogène vert, il est important que ces groupes réussissent à figurer parmi les leaders, ce qui suppose à la fois qu'ils soient présents sur les différentes étapes de la chaîne de valeur dans les pays producteurs et exportateurs. Par ailleurs, ils doivent également jouer un rôle dans le transport international d'hydrogène vert et de ses dérivés ainsi que dans les infrastructures d'importation dans l'Union européenne. À cet égard, il paraît important que la France ne soit pas absente de ces flux internationaux, de façon à bénéficier de prix d'hydrogène vert au moins aussi compétitifs que les prix de référence internationaux, mais aussi de mettre en valeur ses grands ports industriels nationaux (Le Havre, Marseille-Fos et Dunkerque).

Tout en maximisant l'énergie produite sur le territoire national, nous préconisons d'ouvrir le débat sur les importations d'énergie principalement sous forme d'hydrogène et de produits dérivés. On voit bien que la disponibilité d'une énergie abondante et abordable est un atout important dans la compétition économique. A priori, la France se positionne sur des activités à haute valeur ajoutée, créatrices d'emploi, fondées sur l'innovation, souhaitant maintenir son attractivité pour les investissements étrangers et en créant une base industrielle compétitive, y compris dans l'industrie traditionnelle de base, garantissant un minimum de souveraineté technologique. L'accès à une énergie abordable fait partie des facteurs clés de la compétitivité industrielle.

De ce fait, il nous semble qu'une demande 2050 ambitieuse en hydrogène devrait résulter d'une réflexion globale plus poussée sur la vision de l'économie française à cette échéance. Il y a une volonté affichée de « réindustrialisation » mais qui n'est pas déclinée en secteurs d'activité. La part de l'industrie a diminué de moitié en l'espace de cinq décennies, passant de 22 à 11 % de la valeur ajoutée<sup>39</sup>. Un effort de réindustrialisation est un effort de long terme (trois ou quatre décennies) avec des travaux de prospective économique en support. La réindustrialisation sera générée par les industries manufacturières des nouvelles technologies (*gigafactories* de batteries, électrolyseurs, composants, etc.) tout autant que par les technologies du numérique, de la santé, de l'agroalimentaire, du transport. Voulons-nous des industries de base localisées sur le territoire pour avoir un certain degré de souveraineté ? Si c'est le cas, quelle part y consacrer ? Si nous voulons conserver et même développer

---

<sup>39</sup> INSEE : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2121532>



de la sidérurgie, de la métallurgie, relocaliser des industries chimiques de base (le méthanol par exemple), développer des unités de production de carburants synthétiques, des activités minières, des productions de transformation, matériaux, verre ou autre, des industries manufacturières, il faut quantifier cette vision. De plus, il faut l'intégrer dans une prospective de l'économie et de la société, et y ajouter des analyses fines des usages « énergétiques » et la prise en compte de toutes les feuilles de route pour la décarbonation des différents secteurs, puis en déduire des scénarios de demande énergétique décarbonée bien entendu. À partir de cela, il faut bâtir une stratégie de sécurité d'approvisionnement global, incluant un degré de souveraineté énergétique et technologique et en déduire une politique énergétique globale, gardant ouverte l'option importation d'hydrogène ou de ses dérivés.

La place du gaz et de son réseau en phase transitoire, puis ultérieurement, est une question spécifique qui est abordée en annexe I4.

## **IV. Prendre un leadership européen en participant activement à une Europe souveraine de l'hydrogène-énergie**

La France pourrait saisir maintenant une opportunité pour jouer un rôle moteur dans la construction d'une Europe de l'énergie, via l'hydrogène décarboné. Dans le contexte de la crise que nous connaissons, ce serait une occasion formidable de créer un nouvel élan européen. Rappelons que la construction européenne avait débuté sur des questions d'énergie (CECA, Euratom). Nous pensons que la France doit s'investir plus fortement dans les plans d'action et initiatives européennes décrites largement dans le chapitre précédent et surtout harmoniser ses positions pour ne pas retarder la création d'un marché unique de l'hydrogène ou se faire imposer les règles, marché qui apparaît plus nécessaire que jamais au regard de la crise russo-ukrainienne.

La France et ses acteurs sont déjà très actifs sur la R&D et l'innovation. En effet, la France joue un rôle primordial dans les projets industriels PIIEC, mais elle doit plus fortement s'impliquer vers des actions de politique commune extérieure sur l'hydrogène, sur des actions réglementaires (taxonomie, règlements, directives...), prendre des initiatives internationales (Méditerranée, Afrique), dialoguer avec ses voisins (principalement l'Espagne, l'Allemagne et le Benelux) pour construire des briques de la maison hydrogène européenne et être proactive dans la réalisation d'une infrastructure hydrogène européenne.

En effet, sur ce dernier point, le gouvernement français a une position plutôt attentiste sur ce sujet. Le problème de cette position est qu'elle peut être une prophétie autoréalisatrice, pénalisant l'Europe et la France en son sein. Attendre 2030 pour décider de la suite à donner est de toute évidence une décision trop tardive par rapport aux échéances de 2050, étant donné les temps nécessaires à l'instruction, au financement et à la construction de telles infrastructures. Sans schéma directeur d'infrastructures, l'hydrogène se développera, mais loin du niveau attendu et jouera un rôle somme toute mineur dans la transition. De plus, l'Europe sera moins résiliente sur le plan de la dépendance et avec des coûts plus élevés.

Le risque annoncé par les défenseurs de la position attentiste est celui de voir des déclassements d'actifs carbonés, mais que vaut ce risque par rapport aux enjeux de la transition et au défi que pose cette transition en si peu de temps ? Rappelons que le coût de ces infrastructures (et plus encore des étapes préliminaires que sont l'établissement des schémas directeurs) est de loin le poste le moins coûteux, derrière celui des capacités renouvelables additionnels ainsi que celui des électrolyseurs, et sera de plus progressif. Un arrêt éventuel sera toujours possible avec un coût rétroactif faible : c'est un pari nécessaire. En outre, ce n'est pas qu'un enjeu énergétique, mais celui d'une ambition de construction européenne dans ces temps où elle semble être remise en question par certains mouvements dans plusieurs pays. Toutefois, elle connaît également un regain d'intérêt au vu des nuages qui s'accumulent sur la scène internationale (Russie, Chine, Iran, Turquie, etc.).



En fait, l'idée de la mise en place d'un réseau d'infrastructures hydrogène à l'intérieur de l'Europe a beaucoup progressé ces derniers mois et est maintenant mise en priorité à l'agenda européen et est portée par la Commission, surtout après la crise ukrainienne. Elle consiste à développer des nouveaux *pipe-lines* de transport ou à adapter ceux existants pour le gaz naturel, ainsi que d'autres types d'infrastructures (les ports notamment, cavités souterraines de stockage) et apparaît de plus en plus incontournable pour plusieurs raisons :

1. Tout d'abord parce qu'elle permet tout simplement de connecter à l'intérieur de l'Europe des régions excédentaires ou exportatrices à des régions consommatrices. De ce point de vue, la péninsule ibérique et la mer du Nord ainsi que quelques autres régions ont un potentiel technique et économique bien supérieur à la satisfaction des besoins locaux tels qu'ils sont aujourd'hui ;
2. Elle permet de connecter des hubs entre eux au niveau national et d'optimiser les coûts finaux de l'hydrogène, pour les industriels, les collectivités locales, voire permet à l'industrie française de s'assurer d'avoir accès aux sources compétitives dans et hors de France ;
3. Elle améliore considérablement la sécurité d'approvisionnement au niveau européen, avec le foisonnement entre les sources et entre les usages et l'accès à des stockages massifs interconnectés ;
4. Elle diminue les aléas et risques et augmente la souveraineté énergétique européenne ;
5. Elle accélère la rupture avec la dépendance aux hydrocarbures, notamment russes ;
6. Avec ses capacités de stockage et de transport, l'infrastructure permet l'instauration d'un marché liquide de l'hydrogène en Europe, condition indispensable à une souveraineté énergétique croissante de l'Europe.

Les transporteurs de gaz en Europe ont publié plusieurs rapports d'études depuis 3 ans sur la faisabilité, la feuille de route et le dimensionnement technique et économique d'une infrastructure dédiée à l'hydrogène : *European Hydrogen Backbone*. Ces études montrent qu'il n'y a pas d'obstacles techniques dans la mesure où une partie du réseau de transport de gaz naturel peut être réutilisée moyennant quelques adaptations, et une autre partie doit être créée. Le coût économique n'est pas très élevé au regard des investissements nécessaires en amont et en aval de la chaîne, et surtout par rapport aux bénéfices attendus. À titre d'exemple, il est estimé que le coût de transport de gaz par *pipe-line* serait de 0,11 €/kg par 1000 km pour des installations existantes et mises à niveau, de 0,2 €/kg par 1000 km pour des installations neuves et de 0,2 à 0,6 €/kg pour le stockage massif<sup>40</sup>. Il est possible d'envisager en France un stockage de près de 100 000 tonnes d'hydrogène selon RTE. De plus, il y a un potentiel supplémentaire de développement de cavités salines, voire de réutilisation des stockages aquifères, en cours de caractérisation par les opérateurs de stockage souterrain<sup>41</sup>. Les rapports insistent en revanche sur la nécessaire planification et la levée des obstacles réglementaires à démarrer dès à présent si nous voulons respecter les échéances de nos objectifs climatiques et énergétiques.

À ce titre, plusieurs projets français d'infrastructures explorent sur une petite échelle les aspects de la réalisation d'une dorsale hydrogène européenne (*European Hydrogen Backbone*). Dès à présent, ces projets s'adressent à des écosystèmes transnationaux, plaçant ainsi la France au cœur des enjeux européens sur ce sujet. GRTgaz a initié cette démarche par le lancement de deux projets transfrontaliers. Tout d'abord, le projet MosaHYc avec l'opérateur allemand CREOS Deutschland qui vise à adapter 70 km de canalisations existantes de gaz naturel pour l'hydrogène afin de faciliter les échanges et applications entre la région Grand Est, le Luxembourg et la Sarre, prémises d'un hub transfrontalier. Puis, le projet RHYn qui vise à mettre à niveau 60 km de *pipe-line* en Alsace du Sud,

<sup>40</sup> AIE, 2019.

<sup>41</sup> <https://www.gie.eu/press/gie-new-study-picturing-the-value-of-underground-gas-storage-to-the-eu-h2-system/>



suivi ultérieurement d'interconnexions avec la Suisse et l'Allemagne. De son côté, Téréga explore les sujets transfrontaliers avec l'Espagne, au travers de sa participation dans le projet LacqH2.

En synthèse, l'instauration d'une infrastructure est un outil puissant d'intégration européenne et de construction d'une Europe de l'énergie solidaire et souveraine. C'est aussi un acte de foi en l'Europe, en son indépendance, voire en son rayonnement vers les pays de la Communauté de l'énergie<sup>42</sup>. La mise en place de ce type d'infrastructure requiert du temps et une réflexion en amont, notamment sur les mécanismes transnationaux, afin que les projets européens apportent aux territoires des bénéfices d'aménagement. Ces projets doivent également offrir à l'économie française un accès à des productions compétitives, ou au contraire, à des marchés où l'hydrogène bas carbone national pourrait être valorisé. À ce titre, la planification et la réalisation de pilotes dans des écosystèmes transnationaux auraient le double avantage de former les futures conditions européennes, tout en représentant des coûts limités. Si les jalons de *go/no go*<sup>43</sup> doivent être maintenus avant tout investissement concret, démarrer dès à présent la planification permettra d'accélérer la sortie du gaz fossile et d'intégrer correctement l'hydrogène dans un mix français équilibré et robuste.

Outre sa participation déjà active dans le PIIEC et la *Clean Hydrogen Partnership*<sup>44</sup> (au niveau industriel), la France peut également s'impliquer davantage dans la déclinaison des mesures de l'*Hydrogen Accelerator (RePowerEu)* : implication dans les travaux de réglementation et certification, les initiatives *Green Hydrogen Partnership*, *Global European Hydrogen Facility*<sup>45</sup>, etc.

Nous pensons également que l'intégration européenne de l'hydrogène telle que décrite ci-dessus ne sera pas possible sans une collaboration franco-allemande, doublé d'un lien très fort avec les Pays-Bas. Les stratégies de la France et de l'Allemagne sont a priori assez différentes, mais doivent faire l'objet de rapprochements plutôt que d'oppositions et de crispations nationales (Annexe 15).

## V. Hydrogène, outil de la diplomatie et de l'influence française

La mise en place d'une diplomatie de l'hydrogène serait un outil d'influence remarquable pour appuyer plusieurs objectifs nationaux :

- Améliorer la sécurité énergétique de la France ;
- Aider l'exportation des technologies françaises et améliorer la balance commerciale ;
- Accroître l'influence française dans différentes régions du monde et y apporter une aide à la formation, à la recherche et aux coopérations scientifiques et techniques ;
- Favoriser la politique climatique et notamment les collaborations entre les pays développés (responsables historiques des émissions) et les pays émergents ou à revenu intermédiaire, où des flux importants (financiers et technologiques) sont attendus ;
- Encourager la politique d'aide au développement, en intégrant les objectifs de développement durables établis par les Nations unies<sup>46</sup>.

La France, par sa situation géographique exceptionnelle et ses liens historiques, est le trait d'union entre l'Europe du Nord, la Méditerranée et l'Afrique. Elle pourrait prendre l'initiative d'un partenariat « Méditerranée de l'Ouest » associant l'Espagne, le Portugal, l'Italie et des pays du Maghreb (Maroc et

---

<sup>42</sup> Il s'agit du regroupement de l'Union européenne avec plusieurs États limitrophes afin de créer un marché intégré de l'énergie.

<sup>43</sup> Examen de la viabilité d'un projet.

<sup>44</sup> « Partenariat public-privé unique soutenant les activités de recherche et d'innovation (R&I) dans les technologies de l'hydrogène en Europe. Son objectif est de renforcer et d'intégrer la capacité scientifique de l'UE, afin d'accélérer le développement et l'amélioration des applications avancées de l'hydrogène propre » [traduction libre]. [https://www.clean-hydrogen.europa.eu/about-us/who-we-are\\_en](https://www.clean-hydrogen.europa.eu/about-us/who-we-are_en)

<sup>45</sup> « Dans le cadre des mesures d'accélération de l'hydrogène, la Commission européenne propose d'établir une installation européenne globale d'hydrogène afin de créer une sécurité d'investissement et des opportunités commerciales pour la production européenne et mondiale d'hydrogène renouvelable » [traduction libre]. [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen_en)

<sup>46</sup> Il en existe 17. Ces objectifs ont pour but de mettre fin à la pauvreté, de protéger la planète et d'améliorer la vie et les perspectives de chacune et chacun à travers le monde.





Tunisie dans un premier temps) pour coordonner le déploiement de projets d'infrastructures, de production, de transport et de stockage, favoriser les partenariats technologiques, les actions de formation, de transfert de technologie et de codéveloppement, associer les ports concernés à codévelopper les technologies, lancer des initiatives communes sur le transport maritime. Le port Marseille Fos pourrait devenir un des nœuds principaux du commerce de cette zone.

De façon plus générale, l'avenir de l'hydrogène et des produits décarbonés utilisant de l'hydrogène se jouera en partie en Afrique. En effet, les ressources et les besoins y sont très importants et vont donc générer une zone de croissance durable sur le continent, après la Chine et l'Inde. La France en retard par rapport à l'Allemagne dans les échanges sur l'hydrogène, pourrait contribuer par l'Union européenne à faire émerger un partenariat Afrique-Europe. Ce dernier devra être équilibré et fondé sur les intérêts réciproques des deux continents. Il aura pour autre mission d'aider les pays africains à se fédérer et à élaborer leur propre feuille de route. En premier lieu, le développement des renouvelables, puis de l'hydrogène et des industries en résultant devra se faire au profit de la population nationale. Lorsque ces conditions seront remplies, alors le développement d'une partie export (hydrogène, produits dérivés, produits finis) pour être amorcée. La France pourrait proposer desancements de projets communs de développement durable (production d'électricité et d'hydrogène, développement de réseaux énergétiques et de transport d'hydrogène illustrés par la Figure 10, etc.) où elle apporterait une assistance. In fine, la France sortirait gagnante de tels partenariats, tant sur le plan politique, qu'économique du fait de l'ampleur des marchés à développer et des besoins en technologie.

Figure 4.4 Possible hydrogen routes across Africa along existing and future trans-African highways



Source: African Hydrogen Partnership (2019).  
 Map source: Natural Earth, 2021  
 Disclaimer: This map is provided for illustration purposes only. Boundaries and names shown on this map do not imply any endorsement or acceptance by IRENA.

Figure 10 : Infrastructure de transport Hydrogène potentiel en Afrique (Source : [https://www.afr-h2-p.com/files/ugd/6a6d83\\_9a8692e3a4b64dad969fad9e9c6e68ee.pdf](https://www.afr-h2-p.com/files/ugd/6a6d83_9a8692e3a4b64dad969fad9e9c6e68ee.pdf))



## A. Deux piliers à développer au sein de l'Europe

### 1) Le pilier franco-allemand et Pays-Bas

Actuellement, les stratégies françaises et allemandes sont relativement différentes et jugées antagonistes par certains. Néanmoins, ces divergences doivent être surmontées d'autant plus qu'il n'y a pas de véritable alternative. Nous recommandons la création d'une *task-force* franco-allemande constituée de représentants des conseils nationaux de l'hydrogène des deux pays. Ce groupe serait doté d'une feuille de route assortie de moyens pour mener des études, et d'un calendrier de mise en œuvre afin de permettre aux ministres chargés de ces sujets dans les deux pays de suivre la progression du plan d'actions et de prendre les décisions nécessaires. Notons que l'Allemagne est dans une situation de fragilité sans précédent en raison de sa dépendance au gaz russe et que cela pourrait réellement permettre de lancer un partenariat gagnant/gagnant. Cette *task-force* pourrait notamment se focaliser sur :

- **La définition de l'hydrogène bas carbone** et de ses standards, tant pour la production que l'importation, permettant le développement maîtrisé de moyens de production renouvelables, mais aussi nucléaires pour les pays ayant fait ce choix comme la France ;
- **Des coopérations industrielles renforcées** ;
- **Une réflexion partagée** au sujet de l'évolution des grandes infrastructures énergétiques nécessaires (de gaz naturel puis d'hydrogène) avec le choix des hubs, le calendrier pour les interconnexions entre les hubs, les mécanismes de solidarité sur les stockages stratégiques, les ports d'importation, etc. ;
- **Un alignement des intérêts et des initiatives autour de la diplomatie de l'hydrogène** en amont de la création de partenariats avec le Japon, l'Ukraine ou encore certains pays du Moyen-Orient. Il en va de même pour la mise en place de la *Global European Hydrogen Facility*.

Étant donné les nombreux atouts des Pays-Bas en matière de plate-forme industrialo-portuaire, de leur volonté pro-européenne et de leurs intérêts communs avec la France, il paraît judicieux de les associer à cette alliance franco-allemande.

### 2) Le pilier ibérique

L'autre pilier, support de la construction de l'Europe de l'hydrogène, serait un partenariat étroit avec l'Espagne et le Portugal. La France pourrait ainsi se positionner sur les flux transeuropéens et accéder à moindres coûts (en raison de l'effet d'échelle des infrastructures) à :

- Une énergie compétitive pour les industries nationales ;
- Des marchés de consommation avides et solvables (Europe du Nord-Ouest) pour les productions d'hydrogène bas carbone français ;
- Une transformation des territoires concernés.

Sur l'axe reliant l'Afrique du Nord à l'Allemagne, la route ibéro-française est en concurrence avec la route italienne pour l'accès aux ressources du sous-continent. Par exemple, la feuille de route marocaine<sup>47</sup> prévoit dans son hypothèse de référence une production de 154 TWh d'hydrogène vert (éolien et solaire), dont 1/4 pour les besoins locaux et 3/4 (115 TWh) pour l'export d'hydrogène ou de ses dérivés (ammoniac, méthanol, e-fuels, etc.) par *pipe-line* ou navires. Elle expose également des opportunités sous-jacentes telles que le développement sur leur territoire d'industries de l'ammoniac, d'engrais et de phosphates.

---

<sup>47</sup> [https://www.mem.gov.ma/Lists/Lst\\_rapports/Attachments/36/Feuille%20de%20route%20de%20hydrog%C3%A8ne%20vert.pdf](https://www.mem.gov.ma/Lists/Lst_rapports/Attachments/36/Feuille%20de%20route%20de%20hydrog%C3%A8ne%20vert.pdf)





# IV. Les recommandations

Nous avons émis un certain nombre de recommandations tout au long de ce rapport et ses annexes. Nous en retiendrons trois principales.

## I. Mieux accompagner les écosystèmes régionaux avec des outils d'évaluation adaptés

Le groupe insiste sur l'importance des écosystèmes régionaux. Il propose de les renforcer et de les accompagner dans leur croissance en mettant à leur disposition plus d'outils d'évaluation, **d'analyses coût-bénéfice**, ainsi que des outils pédagogiques à destination des décideurs.

Il faut renforcer les analyses coût-bénéfice au niveau régional, ce qui peut être fait grâce à un cadre méthodologique commun d'analyse des bénéfices escomptés sur l'emploi, sur l'environnement, etc. La méthode des analyses économiques est largement utilisée dans des pays comme les Pays-Bas et le Royaume-Uni par exemple. Ces méthodes doivent être utilisables de façon commune par les porteurs de projets et les acteurs locaux, notamment les collectivités en charge du suivi des projets. Il s'agit également de développer des méthodes innovantes de *business models* en analysant et en optimisant des modèles pour chaque maillon de la chaîne complexe de l'hydrogène, puis pour l'entièreté de cette chaîne. L'objectif est de sécuriser les parties prenantes de chaque maillon, aux intérêts parfois contradictoires, en s'appuyant sur la théorie économique des contrats<sup>48</sup>, ainsi que sur les notions d'incertitudes, de degré d'irréversibilité dans les investissements et d'engagement long terme. Les contrats d'achat d'électricité PPA<sup>49</sup> sont un exemple déjà mis en place, mais il est nécessaire d'aller plus loin grâce à une réflexion sur ce sujet. Elle doit se conduire en lien avec les comités stratégiques de filière et les feuilles de route de décarbonation qui sont en cours de formalisation par les filières industrielles et l'État.

Il faut également sensibiliser aux risques futurs, qui résulteront de la diminution inéluctable des subventions publiques, et anticiper les conséquences. Cela est d'autant plus nécessaire pour les projets de petite taille comprenant un faible nombre de véhicules et une faible production. Pour y parvenir, nous proposons par exemple une mutualisation de la production, du transport et du stockage au niveau national et européen, ainsi qu'une localisation des déploiements des usages (hors usages industriels). Les niveaux locaux sont particulièrement pertinents sur les usages mobilité. Le sujet de la production locale doit être éclairé par une mise en perspective du contexte européen et international, du déploiement d'infrastructures et par des évaluations économiques à différentes échelles de temps. Nous pourrions envisager une planification à l'échelle du pays ou du continent, suivi d'une forte implication des régions dans la mise en œuvre. Le triptyque de la coordination européenne / nationale / régionale est encore largement à développer dans le domaine industriel (champions européens, coopération transfrontalière), des infrastructures et dans celui des usages (commandes groupées par exemple).

Au niveau de la gouvernance de la stratégie nationale, la représentation des niveaux régionaux et locaux au sein du Conseil national de l'hydrogène doit être renforcée, tout comme le dialogue entre ces niveaux. Le but est d'assurer un développement harmonieux tant sur le déploiement de l'hydrogène, que sur le volet industriel et manufacturier. Il faut également accroître les actions de synergies et de mutualisation entre régions. Il s'agit d'arriver à une adéquation entre les objectifs nationaux et la somme

---

<sup>48</sup> La théorie de contrat porte sur les relations d'échange entre agents économiques. Il s'agit d'un outil visant à mieux saisir la façon dont un contrat doit être conçu pour faire converger les intérêts différents des deux parties et que ce contrat leur soit mutuellement profitable.

<sup>49</sup> Les contrats d'achat PPA (*Power Purchase Agreements*) sont des contrats d'énergie renouvelable de long terme qui offrent un moyen de décarboner la consommation électrique.



des objectifs régionaux. Cela passe d'abord par l'intégration transversale au sein des SRADDET des objectifs hydrogène et de leurs conséquences en matière de capacités renouvelables additionnelles. Les compétitions stériles entre niveaux doivent être évitées, et une politique d'aménagement du territoire, introduite. L'objectif est d'avoir une gouvernance plus agile et réactive, dans un contexte de changement très rapide dans le domaine de l'hydrogène et de l'énergie au niveau européen et international.

## II. Dans le cadre de la nouvelle planification écologique, mieux programmer la montée en puissance de l'hydrogène décarboné

Le groupe suggère de lancer un exercice prospectif de planification énergétique, environnementale et sociétale en partant d'une réflexion collective, démocratique et approfondie sur les besoins de la société (mobilité, habitat, etc.) et des différents secteurs de l'économie. Cela permettra d'une part de fixer différents scénarios français de mix énergétique décarboné et d'autre part de déterminer différents scénarios de consommation d'hydrogène. De plus, il s'agira de préciser la part de production nationale et l'origine de l'électricité nécessaire (un choix de société) et la part éventuelle d'importation. Enfin, les choix qui en découleront de ce travail réflexif dessineront les contours d'une nouvelle « diplomatie de l'hydrogène ».

**Le groupe suggère en effet d'étudier des scénarios complémentaires à ce qui est décrit dans la SNBC, notamment différentes variantes de la consommation finale en partant des différents besoins, usages et priorités de la société en 2050.** Ces scénarios pourraient prendre en compte la réindustrialisation, l'impact de l'économie circulaire ou de nouvelles activités minières, la production importante de carburants synthétiques, le besoin en mobilité avec plusieurs variantes pour le triptyque batteries / hydrogène / carburants de synthèse, le besoin de flexibilité du système énergétique et d'en déduire les besoins énergétiques, notamment la demande en hydrogène. Ils pourront partir de plusieurs modèles de sociétés explicitement décrits (habitat, mobilité, agriculture, activités industrielles, services, etc.) avec différents degrés de sobriété énergétique ainsi que de part de nucléaire et de renouvelables socialement acceptable. Il est important que ces scénarios soient largement diversifiés ; ils auront pour hypothèse commune la décarbonation complète. Nous recommandons qu'ils prennent également le parti d'une économie ouverte et intégrée dans l'Union européenne, notamment dans le domaine de l'énergie. Ils devront inclure les dimensions environnementales (impacts des options choisies sur les paysages, la biodiversité, la gestion de l'eau, etc.), sociétales et économiques (impacts sur le niveau de vie, l'emploi, etc.). Ces études pourront être complétées par des analyses sectorielles de décarbonation, associant les différents niveaux : le niveau régional avec la prise en compte des spécialisations « intelligentes » (segmentation des avantages spécifiques de chaque région), le niveau national et le niveau européen. Elles devraient intégrer les cycles de réinvestissements industriels dans le cadre du développement de l'hydrogène et de son infrastructure, afin d'anticiper des processus de délocalisation et relocalisation lors des mouvements de bascule. Des niveaux de consommation et production d'hydrogène pourront en être déduits, avec comme option ouverte une importation d'hydrogène ou de produits dérivés. Ces scénarios pourront être conduits de façon très simplifiée dans un premier temps, puis se raffiner progressivement. Ceux constitués d'une importation significative d'hydrogène devront être complétés par un plan d'action à mettre en place sur la « diplomatie de l'hydrogène » en lien avec Medef-International et France Hydrogène.



### III. Dans le contexte de la crise énergétique actuelle, donner un nouvel élan européen pour l'hydrogène

Dans un contexte européen de crise protéiforme, la France doit agir sans plus attendre et jouer un rôle moteur dans la construction d'une Europe souveraine et solidaire de l'énergie, dont l'hydrogène sera un pilier essentiel. À cette fin, la mise en place des infrastructures nécessaires doit s'accélérer.

Dans le contexte actuel, l'hydrogène offre une occasion de créer un nouvel élan européen. En effet, motivé au départ par des objectifs climatiques ambitieux, le déploiement de l'hydrogène bas carbone est accéléré pour répondre également à l'objectif de souveraineté énergétique de l'Europe et d'affranchissement de sa dépendance aux énergies fossiles, notamment en provenance de Russie. La France doit passer d'une attitude attentiste à une attitude proactive, tout en défendant ses intérêts et ses spécificités. Cela comprend l'instauration d'un marché liquide de l'hydrogène et d'une réglementation unifiée sur la teneur carbone, sur les garanties d'origine, et sur la qualité de l'hydrogène.

Nous pensons également que si l'hydrogène doit jouer un rôle significatif dans la décarbonation, alors il faut démarrer la planification d'une infrastructure de transport de l'hydrogène dès à présent. Pour ce faire, les jalons décisionnels échelonnés permettront d'adapter le dimensionnement et la dynamique des investissements aux réalités constatées. Nous estimons qu'une décision reportée après 2030 arrivera trop tard par rapport aux objectifs 2050. Cette infrastructure permettra au niveau national, sous l'effet d'économies d'échelle, de mutualiser et de foisonner l'offre entre différents écosystèmes régionaux, et d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement. Cela permettra également de diminuer le coût final de l'hydrogène, en donnant aux utilisateurs finaux l'accès à plusieurs sources d'approvisionnement, en supprimant les différences de prix entre régions, et en supprimant des îlots non connectés, pouvant abriter des rentes de situations ou un manque de concurrence. L'intégration de l'infrastructure française à un réseau européen permettra quant à elle de bâtir ce réseau paneuropéen, de créer des opportunités d'approvisionnement en hydrogène pour des industriels le long de cette infrastructure, de renforcer les industriels de transports et de préparer les opérations d'imports/exports. Outre ces avantages, être situé sur la route de transit et sur un carrefour de flux énergétique a aussi une valeur économique pour la position compétitive de la France, en plus de favoriser l'aménagement local, et de constituer une source de revenus notable. Enfin, les interconnexions permettent de valoriser ou d'exporter les ressources propres du pays aux moments et dans les lieux où elles sont le plus demandées. Elles peuvent aussi permettre d'augmenter le taux de charge des électrolyseurs.

**Dans la mesure où les écosystèmes transfrontaliers sont mal pris en compte, nous pensons qu'une priorité doit être donnée à leur développement.** Dans les PIIEC, par exemple, les partenaires de ces projets ne sont pas forcément les mêmes que les partenaires habituels. Les écosystèmes transfrontaliers (en Lorraine / Sarre / Luxembourg, en Alsace / Allemagne / Suisse, en Nord / Belgique, au Pays basque / Béarn / Navarre et en Occitanie / Aragon) doivent être amplifiés, les coopérations étant déjà établies de longue date dans d'autres domaines.

**La coopération avec l'Allemagne** est un sujet difficile, mais important qui mérite d'être relancé. Nous suggérons de compléter l'implication de la France au niveau communautaire en partant d'un socle franco-allemand d'analyses communes, établi au sein d'une *task-force* hydrogène créée entre les deux pays. Une feuille de route et un calendrier pourraient être établis, ce qui permettrait de créer un effet d'entraînement sur quatre thèmes essentiels : une définition juridique et opérationnelle de l'hydrogène bas-carbone et de ses dérivés, des coopérations industrielles intensifiées, une réflexion partagée sur l'évolution des grandes infrastructures énergétiques nécessaires, et enfin un alignement des intérêts et des initiatives autour de la diplomatie de l'hydrogène.

Enfin, la France doit également développer et favoriser une collaboration active avec l'Espagne, le Portugal et l'Italie, notamment au niveau transrégional, afin de faire pleinement profiter des flux transeuropéens aux industriels français.



# Conclusion

Il est probable, mais pas certain, que l'hydrogène joue un rôle significatif dans la décarbonation de la plupart des sociétés au cours des prochaines années, moyennant la levée des verrous décrits dans cette note. Il aura un impact dans plusieurs secteurs et tirera sa plus-value maximale de la création de synergies entre ses différentes applications. Mais la contrepartie est le degré de complexité de sa chaîne de valeur. Nous pensons également qu'il faudra amplifier la pédagogie autour de l'hydrogène afin que les investisseurs, les financeurs de projets ou les décideurs locaux en aient une bonne compréhension. Il s'agit d'appréhender le rôle holistique de l'hydrogène au sein du système énergétique.

En guise de conclusion, nous proposons qu'une action beaucoup plus ambitieuse d'information, de formation et d'éducation soit lancée à destination des décideurs, des élus, du grand public, afin que les enjeux autour de l'hydrogène soient clairement connus. Ces enjeux portent sur les différentes parties de la chaîne de valeur, les ordres de grandeur, les questions économiques sous-jacentes, l'importance des effets d'échelle et donc de la massification pour diminuer les coûts de l'hydrogène. Il est également indispensable de déterminer les besoins pour pouvoir y répondre. Les grandes tendances à l'échelle mondiale doivent être identifiées, car elles auront indéniablement des conséquences sur l'évolution des projets. Deux éléments sont fondamentaux pour que la société accepte ce vecteur énergétique : tout un chacun doit pouvoir appréhender ce qu'est l'hydrogène et la place que ce dernier a au sein d'un système énergétique. Pour ce faire, les citoyens doivent avoir accès en toute transparence aux outils de compréhension du cycle de vie complet, qu'il s'agisse des besoins en énergie, en matériaux critiques, en eau et en surfaces, mais aussi de la provenance, de la garantie et des différents labels qui se mettront en place.



## Bibliographie

- **Rapports AIE**

- International Energy Agency (IEA). 2019. The Future of Hydrogen. IEA: Paris. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- IEA. 2021. Net Zero by 2050. IEA: Paris. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- IEA. 2021. World Energy Outlook 2021. IEA: Paris. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- IEA. 2020. Energy Technology Perspectives 2020. IEA: Paris. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>
- IEA. 2021. Clean Energy Innovation. IEA : Paris. <https://www.iea.org/articles/clean-energy-innovation-in-the-covid-19-crisis>
- IEA. 2021. Global Hydrogen Review 2021. IEA: Paris. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>

- **Rapport GIEC**

- Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. 2022. Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. IPCC: Genève. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>.

- **Rapports IRENA**

- International Renewable Energy Agency (IRENA). 2021. World Energy Transitions Outlook, 1,5°C Pathway. IRENA : Abu Dhabi. <https://irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook>
- IRENA. 2019. Hydrogen, A Renewable Energy Perspective. IRENA : Abu Dhabi. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA\\_Hydrogen\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf)

- **Hydrogen Council**

- Hydrogen Council and McKinsey & Company. 2021. Hydrogen for Net Zero. Hydrogen Council: Bruxelles. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-for-net-zero/>
- Hydrogen Council and McKinsey & Company. 2021. A perspective on Hydrogen deployment, investment and cost-competitiveness. Hydrogen Council: Bruxelles. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>
- Hydrogen Council. 2021. Hydrogen Decarbonization Pathways. Hydrogen council: Bruxelles. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-decarbonization-pathways/>
- Hydrogen Council. 2020. Path to Hydrogen Competitiveness: A Cost Perspective. Hydrogen Council: Bruxelles. <https://hydrogencouncil.com/en/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective/>
- Hydrogen Council. 2017. Hydrogen, scaling up. Hydrogen council: Bruxelles. <https://hydrogencouncil.com/en/study-hydrogen-scaling-up/>
- Hydrogen Council. 2017. How Hydrogen Empowers the Energy Transition. Hydrogen council : Bruxelles. <https://hydrogencouncil.com/en/study-how-hydrogen-empowers/>

- **France Hydrogène**

- France Hydrogène. 2022. « Hydrogène, réussir le déploiement d'une filière stratégique ». <https://www.france-hydrogene.org/publication/hydrogene-reussir-le-deploiement-dune-industrie-strategique/>
- France Hydrogène. 2022. « Note de position sur le paquet Hydrogène et gaz ». <https://www.france-hydrogene.org/publication/note-de-position-sur-le-paquet>





Van Wijk, Ad et al. 2022. How to deliver on the EU Hydrogen accelerator. AHP, DII, H2Global, Mena Hydrogen, EU-GCC. [http://files.h2-global.de/H2Global\\_How-to-deliver-on-the-EU-Hydrogen-Accelerator.pdf](http://files.h2-global.de/H2Global_How-to-deliver-on-the-EU-Hydrogen-Accelerator.pdf)

Grid, Amber et al. 2022. European Hydrogen Backbone: a European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries. European Hydrogen Backbone. <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>

Hydrogen Europe. 2021. COP26 Special Hydrogen report. Hydrogen Europe. [https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/11/HE\\_Hydrogen\\_Report\\_2021\\_FINAL.pdf](https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/11/HE_Hydrogen_Report_2021_FINAL.pdf)

Hydrogen Europe. 2021. Hydrogen: a carbon-free energy and commodity. Hydrogen Europe. [https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/11/2021.11\\_Hydrogen-as-a-carbon-free-energy-carrier-and-commodity\\_clean.pdf](https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/11/2021.11_Hydrogen-as-a-carbon-free-energy-carrier-and-commodity_clean.pdf)

- **France**

RTE. 2022. Futurs Energétiques 2050. RTE. <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>

RTE. 2020. La Transition vers un hydrogène bas carbone. RTE. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf>

De Menthon, Pierre-Henri. 2022. « Hydrogène : de l'Utopie à la réalité ». Challenges, numéro spécial mai-juillet 2022. [https://www.challenges.fr/hydrogene/entre-utopie-et-realite\\_811801](https://www.challenges.fr/hydrogene/entre-utopie-et-realite_811801).

Florette, Marc et al. 2020. Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée. Académie des Technologies. <https://www.academie-technologies.fr/wp-content/uploads/2021/10/201203-Hydroge%CC%80ne-web-V5-cdef.pdf>

Appert, Olivier et Patrice Geoffron. 2021. Le vecteur Hydrogène. Comité Prospective de la CRE. <https://www.eclairerlavenir.fr/wp-content/uploads/2021/06/GT4-Rapport-final-Hydrog%C3%A8ne.pdf>

Commission Criqui. 2022 « Partie 4 : Hydrogène », Les coûts d'abattement. France Stratégie : Paris. <https://www.strategie.gouv.fr/publications/couts-dabattement-partie-4-hydrogene>

Ministère de la transition écologique et solidaire. 2020. Stratégie Nationale Bas-Carbone : La transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone. Ministère de la transition écologique et solidaire : Paris. [https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25\\_MTES\\_SNBC2.pdf](https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf)

- **Divers**

S&P Global Commodity Insights. “Platts Hydrogen Assessments”. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/our-methodology/price-assessments/energy-transition/hydrogen-price-assessments>





## Annexe I : Brève histoire du développement de l'hydrogène depuis 50 ans

L'hydrogène a fait l'objet d'une inflation de rapport depuis les cinq dernières années et une couverture médiatique sans précédent pour cette famille de technologies. Ce n'est pas la première fois que l'hydrogène connaît une « bulle » médiatique. Déjà, après le premier choc pétrolier en 1974, de nombreux programmes sur l'hydrogène et les piles à combustible avaient été lancés au sein des pays de l'OCDE, motivés par le souci de sécurité énergétique et de moindre dépendance au pétrole. Après un déclin dans les années 80, un regain fort d'intérêt dans les années 90 et 2000, fortement poussé par les principaux constructeurs automobiles qui y voyaient une solution aux problèmes environnementaux locaux (pollution urbaine) et globaux (changement climatique). Les constructeurs en pointe, Daimler, GM, Ford, les Japonais promettaient une mise sur le marché dès 2005. A noter que les applications dans le stationnaire, notamment au Japon ont été aussi un moteur de développement des technologies, notamment avec le programme qui a permis d'installer plus de 200 000 piles dans des maisons individuelles entre 2008 et 2020. La commission européenne a fortement et continuellement soutenu ce domaine, dès les années 2000 avec la création d'un groupe de haut niveau (HLG sous l'impulsion du commissaire Busquin), puis une plate-forme d'échanges enfin la création en 2007 d'un programme conjoint et pérenne entre l'industrie, la commission et la recherche, le FCH JU doté de fonds conséquents (2007-2017), reconduit et qui en est maintenant à sa troisième version (2020-2030). Ce programme a été déterminant dans le leadership technologique de l'Europe.

Cependant au milieu des années 2000, la technologie n'était pas tout à fait au rendez-vous pour le déploiement espéré et les politiques publiques pas assez incitatives à cette époque. Les applications attendues dans l'automobile n'ont pas eu lieu comme attendu et ont mené à une certaine désillusion des décideurs. Mais les performances technologiques et la baisse des coûts ont continuellement progressé, et à partir de 2010, le champ des applications de l'hydrogène s'est étendu notamment par le couplage aux énergies renouvelables intermittentes (Power To X) dont les coûts avaient spectaculairement baissé, l'hydrogène offrant une possibilité de stockage de ces énergies qui commençaient à connaître des périodes de surproduction du fait de leur pénétration croissante dans certains pays. En dernier lieu, avec l'accélération à partir de 2015 des politiques climatiques, et le constat que le seul développement massif des énergies renouvelables pour décarboner l'électricité ne serait pas suffisant pour certains secteurs difficiles à décarboner, comme l'industrie lourde, la chimie, les transports, l'hydrogène a été remis sur le devant de la scène comme famille de technologies et vecteur énergétique important dans la panoplie des solutions pour arriver à la neutralité carbone. Le rapport de l'AIE pour le G20 en juin 2019, « The future of Hydrogen », marque de ce point de vue une reconnaissance symbolique mondiale du rôle de l'hydrogène dans la transition énergétique et un consensus s'est dégagé, avec des nuances selon les pays, pour développer ce vecteur énergétique, avec des stratégies nationales ambitieuses dans beaucoup de pays, associées à des financements très conséquents, et un engagement fort de l'industrie sur des projets partout dans le monde. La crise du Covid a été une opportunité pour l'hydrogène qui a été perçu comme un thème « idéal » pour la relance des économies compatibles avec un développement durable et l'atteinte des objectifs climatiques.

Les rapports sur ce sujet sont très nombreux ; ils se distinguent par leur étendue géographique (Monde, Europe, France), par leur approche : technique, économique, sectorielle, ou géopolitique, et représentent une panoplie de points de vue assez variés. La Bibliographie (p.48) en donne une sélection qui a servi de base pour les données utilisées dans cette note.



## **Annexe 2 : Le BA-BA de l'hydrogène. Pourquoi a-t-on besoin de l'hydrogène ?**

- **Rappel du contexte de la transformation du système énergétique**

L'ampleur de la transformation du système énergétique est sans précédent dans l'histoire. Le 6<sup>ème</sup> rapport du GIEC en 2021 et les événements constatés cet été dans plusieurs pays du monde (canicule, sécheresse) font dresser un constat assez alarmant de la rapidité du changement climatique. Il est démontré que l'activité humaine est la principale responsable de ce changement et le système énergétique mondial est responsable de 75 % des émissions. Il faut donc le transformer, le décarboner à brève échéance (trois décennies au maximum) au cours desquelles les émissions résiduelles incompressibles devront être compensées. C'est une question mondiale, le CO<sub>2</sub> ne connaissant pas de frontières. Ce rythme extrêmement rapide de transformation du système énergétique impose de jouer sur tous les leviers à la fois, comme le montrent les principaux scénarios énergétiques mondiaux. Celui de l'AIE *Net Zero by 2050* se place dans une hypothèse d'accroissement de la population mondiale (9,9 milliards d'habitants), d'un taux de croissance de 3 % par an, ce qui aboutit à une multiplication du PIB par 2,5, mais une quasi-stabilité de la demande en énergie finale (environ 15 000 milliards de TEP - tonnes équivalent pétrole-) et une décarbonation quasi-totale.

Comment est-ce possible ? par une combinaison de toutes les technologies : efficacité et intensité énergétique poussée (3 % par an de gain), un certain degré de changement d'habitudes, développement des renouvelables (Biomasse, PV, éolien), du nucléaire, du CCS, électrification, hydrogène, émissions négatives et smart grids. La substitution des énergies fossiles, assurant aujourd'hui près de 80 % des besoins mondiaux, par des énergies décarbonées est un défi inouï d'abord par les ordres de grandeur du déploiement des technologies<sup>50</sup>, notamment des EnR, à mettre en œuvre, mais surtout par la rapidité avec laquelle il faut l'effectuer, moins de 30 ans pour respecter les engagements climatiques. Le taux de renouvellement faible des principaux actifs (bâtiment, véhicule, navire, avion, centrale électrique, industrie lourde), et leur durée de vie souvent supérieur à 15 ans obligent à démarrer dès maintenant le remplacement des technologies.

Les principales difficultés sont : la question de la montée en puissance suffisamment rapide de la capacité industrielle de production des composants ; le goulot d'étranglement possible des matériaux critiques nécessaires ; la mobilisation massive et à temps des investissements indispensables ; la question de la transition entre les énergies ; les enjeux sociaux et de formation ; la définition des étapes pour y parvenir ; la question de la sécurité énergétique à assurer pour tous durant la transition tout en procédant à la transformation du système ; le cadre réglementaire et institutionnel permettant d'accompagner ces transformations.

- **Qu'est-ce que l'hydrogène ?**

L'Hydrogène est l'élément chimique le plus léger de la classification périodique ; il se trouve présent sous forme liée avec d'autres atomes dans beaucoup de molécules ou matériaux, le plus connu et répandu de ces éléments sur la terre est l'eau, H<sub>2</sub>O, deux atomes d'hydrogène liés à un atome d'oxygène. On le trouve dans toutes les molécules organiques, les carburants, l'ammoniac etc. Mais la forme qui nous intéresse ici est la molécule di-atomique H<sub>2</sub>, gaz incolore, inodore, non toxique, le plus léger des gaz. Il possède une forte densité d'énergie par unité de masse (beaucoup d'énergie par kg) mais comme il est extrêmement léger, sa densité volumique d'énergie est faible (peu d'énergie dans un litre). En cas de fuite en milieu ouvert, ce gaz diffuse très vite dans l'atmosphère, il a également une large plage d'explosivité quand il est mélangé avec de l'air en milieu fermé. Enfin il possède des propriétés chimiques réductrices, c'est-à-dire qu'il a la capacité « d'extraire » l'oxygène d'éléments oxydés, par exemple réduire un oxyde de fer en fer, puis en acier. Mais ce gaz n'existe pas à l'état

---

<sup>50</sup> À titre d'exemple, le scénario Net Zero by 2050 de l'AIE prévoit le déploiement annuel à partir de 2030 de 1 100 GW de photovoltaïque et d'éolien (contre 200 actuellement) et des investissements annuels dans les énergies décarbonées de 4200 milliards de dollars (contre 1200 aujourd'hui).



naturel-au moins jusqu'à des découvertes récentes, il faut le produire à partir d'autres éléments, on parle alors d'un vecteur d'énergie, à l'instar de l'électricité qui transporte de l'énergie mais que l'on doit produire à partir d'une source primaire d'énergie (fossiles, nucléaire, renouvelables). Actuellement l'hydrogène est produit à partir de gaz naturel ou de charbon et le procédé de production émet beaucoup de gaz carbonique, ce qui n'est pas vertueux. Bien entendu dans l'optique de lutter contre le changement climatique, il sera impératif de le produire désormais sans émettre de gaz à effet de serre. On peut le produire par électrolyse, c'est-à-dire faire passer un courant électrique dans une solution aqueuse conductrice et on produira à chaque électrode respectivement de l'oxygène et de l'hydrogène. L'électricité elle-même devra être produite sans émettre de gaz à effet de serre.

Comme c'est un gaz très léger, une de ses spécificités est que son transport, son stockage et sa distribution demande plus d'énergie que par exemple le transport de pétrole, énergie liquide très concentrée, donc facile à transporter sur de longues distances. Le mode de transport de l'hydrogène se rapprochera plus de celui du gaz naturel, avec une demande supplémentaire d'énergie par rapport à ce dernier. On pourra donc utiliser des canalisations (pipeline) mais adaptées à l'hydrogène car l'atome d'hydrogène par sa petite taille peut fragiliser certains métaux ou s'échapper facilement. On pourra le liquéfier, à  $-253^{\circ}\text{C}$ , ce qui est une température beaucoup plus basse que le gaz naturel (le GNL se liquéfie à  $-160^{\circ}\text{C}$ ). On peut aussi l'intégrer dans une molécule liquide (ammoniac, molécule organique comprenant du carbone, de l'hydrogène de l'oxygène) afin de faciliter son transport, mais la contrepartie est qu'il faut fournir de l'énergie pour synthétiser cette molécule puis pour extraire à nouveau l'hydrogène de cette molécule. Dans tous les cas la chaîne de distribution de l'hydrogène est plus consommatrice d'énergie que les autres vecteurs courants. Il faut donc déployer une infrastructure nouvelle dédiée à l'hydrogène, même si on pourra en partie ré-employer les infrastructures de gaz naturel.

- **À quoi l'hydrogène peut servir pour la transition énergétique ?**

Une fois l'hydrogène produit et transporté de façon « propre » c'est-à-dire en émettant très peu de gaz à effet de serre (on parle d'hydrogène décarboné), l'hydrogène peut servir à beaucoup d'usages et d'applications, cette flexibilité fait de lui un « couteau suisse » de la transition énergétique.

En effet on peut l'utiliser comme carburant pour de la mobilité électrique : un réservoir d'hydrogène comprimé (pour diminuer son volume) alimente une pile à combustible, c'est-à-dire un convertisseur de l'énergie chimique contenu dans l'hydrogène et l'air en énergie électrique, avec production de chaleur, le résidu final étant de l'eau. Le rendement est de l'ordre de 50 %. Cette électricité alimente ensuite une chaîne électrique pour la propulsion principalement. Toutes les applications de mobilité sont envisageables : véhicules légers routiers, véhicules utilitaires, poids lourds, bus urbains et car, trains, voire propulsion maritime ou aéronautique. Cette solution est une des solutions de mobilité décarbonée, au même titre que la mobilité électrique avec batterie, ou la mobilité avec carburants neutres en carbone et moteur à combustion. Le choix entre ces différentes options sera fonction de l'optimum technique et économique, du type d'utilisation (intensif ou occasionnel), de l'autonomie et de la rapidité de recharge. Il est à noter qu'un des avantages de l'hydrogène est sa durée de recharge rapide, similaire à celle que l'on connaît aujourd'hui pour des véhicules à essence et un autre avantage provient du fait que l'hydrogène est stockable facilement, ce qui permet de découpler sa production (et donc les besoins en puissance électrique) de son utilisation (remplissage de réservoirs), ce qui évite la problématique d'adaptation du réseau électrique. On peut noter également que l'hydrogène peut aussi alimenter directement un moteur à combustion, même si cette option est minoritaire parmi les fournisseurs de technologies. On n'est alors plus dans la mobilité électrique.

On peut également utiliser l'hydrogène dans l'industrie, lourde notamment ; il existe déjà des usages, fabrication d'ammoniac et des engrais, purification de carburants pour lesquels le défi sera de remplacer l'hydrogène actuel, émetteur de  $\text{CO}_2$  par de l'hydrogène décarboné mais de nouveaux usages vont voir le jour : remplacement des énergies fossiles dans la sidérurgie (fabrication de l'acier), fabrication de ciments, fabrication de composés chimiques intermédiaires, et également le marché très important de fabrications de nouveaux carburants synthétiques qui ne font plus appel aux énergies fossiles et de



biocarburants. L'utilisation massive de l'hydrogène décarboné dans ces industries lourdes permettra de diminuer fortement les émissions de CO<sub>2</sub> et aussi de réduire la dépendance aux énergies fossiles.

Troisième secteur plus diffus : l'utilisation de l'hydrogène via les réseaux de gaz, soit en mélange minoritaire avec le gaz naturel dans une période de transition, soit pur dans des infrastructures adaptées ou nouvelles. Il s'agit alors d'utiliser l'hydrogène dans les usages classiques du gaz, soit pour le résidentiel et l'habitat (eau chaude, chauffage, usages domestiques), soit pour les usages autres pour les PME, les industries légères, les bureaux, etc. Des systèmes au niveau d'un bâtiment ou d'un quartier associant plusieurs technologies : systèmes photovoltaïques, pile à combustible réversible en électrolyseur, stockage d'hydrogène et de chaleur, permettent d'atteindre un degré avancé d'autonomie énergétique à une échelle très locale.

Dernière application : les réseaux d'énergie. En effet l'hydrogène peut se stocker assez facilement et en grandes quantités, dans des cavités géologiques par exemple. Les énergies renouvelables intermittentes se développant rapidement, l'hydrogène peut constituer un vecteur tampon, stockant l'énergie électrique en excès dans les périodes où la production d'électricité renouvelables est supérieure à la demande, et restituant au réseau l'électricité au contraire dans les périodes où la demande est plus forte que la production (dans des périodes sans vent ou sans soleil par exemple). La restitution en électricité peut se faire via une pile à combustible mais aussi par combustion de l'hydrogène dans une turbine à gaz. On peut aussi utiliser l'hydrogène pour fournir de la chaleur à haute température.



### Annexe 3 : L'hydrogène est-il dangereux à utiliser ?

L'hydrogène, dans sa forme diatomique  $H_2$ , est un gaz qui peut conduire à des déflagrations ou détonations quand il est mélangé à de l'air, dans une fenêtre de mélange assez large et l'énergie pour initier cette explosion est par ailleurs assez faible. Les effets de ces explosions sont importants tant pour les biens que pour les personnes. C'est pourquoi il faut prendre en compte ces caractéristiques dès la phase de conception, mais aussi dans la production et surtout l'utilisation de l'hydrogène pour éviter un niveau de risque inacceptable. Mais l'hydrogène a d'autres caractéristiques plus positives au niveau de la sécurité : le fait qu'il diffuse très rapidement diminue considérablement les risques accidentels dès lors que l'on se trouve à l'extérieur en milieu ouvert, contrairement aux carburants liquides ou même gazeux. De même la flamme d'hydrogène ne rayonne pas ce qui diminue drastiquement les risques de brûlure habituellement constatées dans les incendies, sauf au contact de la flamme elle-même qui reste invisible.

Toutes ces caractéristiques font que le principal risque lié à l'utilisation de l'hydrogène est celui de fuites potentielles en milieu confiné (garages, tunnels, etc.) où l'hydrogène peut se mélanger à l'air et rester en partie haute. Aussi les industriels ont étudié toutes les méthodologies opérationnelles pour détecter et mitiger ce risque par l'installation de capteurs, d'aération commandée, etc. Les risques d'incendie de véhicules à hydrogène sont également bien maîtrisés par les services des pompiers qui ont mis au point des procédures opérationnelles pour faire face à tous les risques. La figure ci-dessous montre l'annonce de formations des SDIS en France par l'École Nationale Supérieure des Officiers de Sapeurs-Pompiers à Aix en Provence au risque Hydrogène. Enfin une attention particulière a été portée sur l'utilisation des infrastructures de transport (notamment les stations de recharge, avec plus de 500 stations installées dans le monde), et sur le comportement des véhicules hydrogène en situation accidentelle. Le retour d'expérience est conséquent et les véhicules présents sur le marché ont passé tous les tests d'homologation de mise en circulation des organismes accrédités dans la plupart des pays.



## **Annexe 4 : Les limites physiques et économiques au déploiement massif de l'hydrogène**

Comme le développement massif des énergies renouvelables, le déploiement massif de l'hydrogène pourrait buter contre certaines limites :

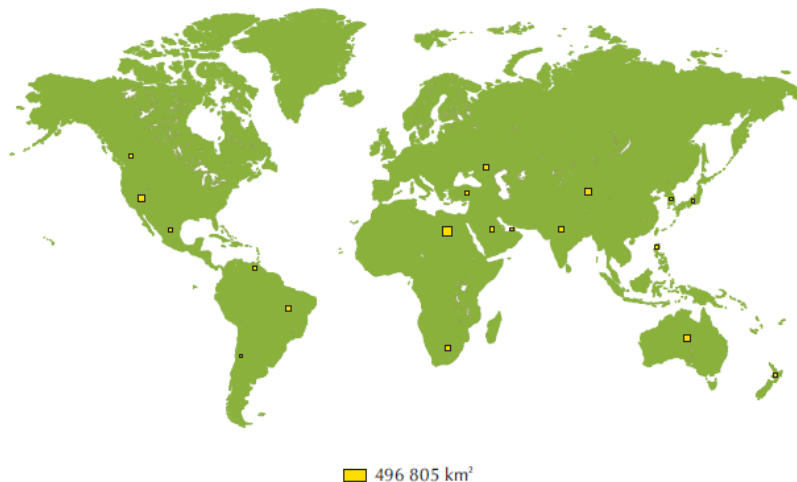
- **Les limites de déploiement massif des renouvelables**

Le développement de l'hydrogène, dans les scénarios optimistes, nécessite environ 30 % de capacités supplémentaires de photovoltaïque et d'éolien, ce qui signifie 4 TW (4 000 gigawatts) d'électrolyseurs soit 35 000 TWh (35 millions de gigawatts par heure) qui pourraient être fournis par 25 TW (25 000 gigawatts) de photovoltaïque, ce qui ferait une surface de 300 000 km<sup>2</sup> à l'échelle mondiale si le photovoltaïque était la seule source d'énergie.

En réalité ce sera une fraction de ce chiffre, qui est à la fois petit et grand : petit car à l'échelle mondiale, 300 000 km<sup>2</sup> est dans l'épaisseur du trait, compte tenu des surfaces disponibles de désert ou autres zones à fort ensoleillement (voir la carte ci-dessous) ; grand lorsque cette superficie est déclinée localement par pays et soulève des problèmes d'acceptabilité, notamment dans les pays développés. En France, par exemple, le parc photovoltaïque de Cestas en Gironde (environ 1 000 ha) doit faire face à des oppositions, notamment du fait de ses conséquences importantes sur la biodiversité.

En revanche, dans des pays comme le Chili, la Mauritanie, la Namibie, ou encore dans les régions du Magreb et du Moyen-Orient, des projets géants de plusieurs GW apparaissent. Ces projets combinent une importante surface disponible, avec a priori peu d'impacts environnementaux, et des coûts extrêmement faibles pour une électricité renouvelable en abondance.

Des pays développés tels que les États-Unis, le Canada ou encore l'Australie voient également émerger ce type de projets sur leur territoire.



Source: landartgenerator.

### **Exemple de répartition potentielle de 500 000 km<sup>2</sup> (surface de la France) pour déployer du PV équivalent à 40 000 GW de sur des zones à fort ensoleillement et inhabitées**

L'autre limite concerne les matériaux critiques nécessaires au déploiement des renouvelables. Par exemple, le cuivre pourrait atteindre sa limite physique avec le déploiement massif du photovoltaïque et de l'éolien. Le tableau ci-dessous donne une estimation de l'utilisation de quelques matériaux critiques en 2050 par rapport à leurs réserves prouvées en 2010.



## Ratio maximum de la demande cumulée de matériaux à l'horizon 2050 rapporté aux ressources prouvées 2010\*

	Scénario 4°C	Scénario 2°C
<i>Cobalt</i>	62,2 %	93,6 %
<i>Cuivre</i>	82,7 %	96,1 %
<i>Lithium</i>	17,1 %	26 %
<i>Nickel</i>	48,5 %	56,6 %
<i>Terres rares</i>	1,6 %	3,8 %

(Source : projet GENERATE, IFPEN)

- **Limites spécifiques à l'hydrogène**

Pour l'hydrogène les matériaux critiques sont le platine et les platinoïdes, le ruthénium, l'iridium, le nickel voire le scandium, le strontium et enfin la zirconie yttrée. L'Afrique du Sud et la Chine sont des fournisseurs importants de ces matériaux. D'où la nécessité de développer leur recyclage et la mise au point d'alternatives plus courantes aux matériaux critiques par la R&D.

La production d'hydrogène par électrolyse requiert de l'eau traitée et purifiée. Des recherches sont en cours pour utiliser directement de l'eau de mer, mais les procédés ne sont pas encore au point. Dans l'un de ses rapports, l'IRENA a chiffré que les besoins en eau spécifiques à l'électrolyse étaient inférieurs à 1 % de la consommation actuelle mondiale en eau pour l'agriculture et les besoins domestiques. Ils sont donc largement inférieurs aux pertes constatées dans les réseaux d'eau. Néanmoins il pourra apparaître localement des problèmes de stress hydrique dans des régions pauvres en ressource comme au Chili, au Maghreb ou en Australie et qui pourront être aggravés par le changement climatique.

Les autres limites sont plus de nature économique dans la mesure où le déploiement massif est conditionné à une baisse des coûts drastiques des différents composants de la chaîne de valeur. Cette baisse pourra être réalisée par l'industrialisation et la massification de la production, par une électricité disponible à bas coût, mais aussi par l'apport de la R&D et de l'innovation, tant pour des améliorations incrémentales que pour des ruptures technologiques. Différents rapports dont ceux de l'AIE et du GIEC ont montré qu'une partie importante des technologies qui seront déployées en 2050 ne sont pas encore matures aujourd'hui et que la R&D et l'innovation sont indispensables pour les emmener sur le marché ; une lacune en ce domaine serait un facteur fortement limitant pour le déploiement de l'hydrogène. Enfin, un autre facteur de freins, cette fois-ci non technique, serait une insuffisance de coopération internationale notamment entre pays développés et pays à revenu intermédiaire.





## **Annexe 5 : Quels impacts environnementaux et sociaux de l'hydrogène ? Quelle acceptabilité sociétale ?**

Les impacts environnementaux autour du déploiement de l'hydrogène sont divers. Bien entendu, l'hydrogène doit être décarboné et ne pas émettre de gaz à effet de serre. Néanmoins, il faut distinguer les cas suivants :

- **Production à partir de renouvelables**

Compte tenu des quantités à produire, une capacité additionnelle de renouvelables sera nécessaire (on parle de 15 à 30 % supplémentaire au niveau mondial) avec les impacts environnementaux liés aux surfaces nécessaires (problème sensible en Europe), notamment sur le manque de surface disponible et un impact négatif sur la biodiversité, aux matériaux critiques nécessaires (ceux des renouvelables et ceux liés à l'hydrogène), aux nuisances (bruits des éoliennes, etc.). Un des impacts majeurs est l'intensification de l'exploitation des matériaux critiques nécessaires aux renouvelables et à l'hydrogène : extraction du cuivre, platine, chrome, zinc, nickel, iridium, cobalt, aluminium. Les impacts sont sur la biodiversité et les pollutions locales de l'exploitation des mines dans les pays d'extraction mais aussi dans les pays de raffinage et d'élaboration des matériaux (Chine) Voir figures ci-dessous. Comme on l'a vu, une partie conséquente de l'hydrogène et des produits dérivés pourra se faire dans des zones peu peuplées où l'impact environnemental peut être moindre (déserts en Amérique du Sud, Moyen-Orient, Australie), zones éoliennes off-shore en mer du Nord, etc.

- **Production à partir d'énergies fossiles et capture et stockage du CO<sub>2</sub>**

Outre le fait que cette technologie ne sera pas déployable partout, elle peut se heurter à des oppositions environnementales et de sécurité également. Dans le cas de procédés craquant directement la molécule, et produisant hydrogène et noir de carbone, cet argument n'est plus valable. En revanche, le déploiement de ces techniques pourrait faire considérer que c'est un moyen de prolonger l'utilisation des énergies fossiles.

- **Production à partir de nucléaire**

Là les impacts environnementaux sont ceux de l'énergie nucléaire : la question de la sécurité et celle des déchets nucléaires.

Au-delà de la production, les impacts du transport, du stockage et de la distribution de l'hydrogène et des produits dérivés sont également à étudier : en premier lieu, il faudra que tous les moyens de transport de l'hydrogène soient décarbonés, notamment les bateaux de transports, les camions... L'analyse de cycle de vie du puits à la roue est un outil essentiel pour caractériser les émissions de CO<sub>2</sub> d'une chaîne complète. Deuxième point, les impacts environnementaux (pollution locale, dangerosité) de certains produits dérivés (notamment ammoniac, méthanol) seront à minimiser même s'ils seront essentiellement utilisés par des professionnels et non le grand public. La présence de cavités de stockage massives, notamment géologiques (cavités salines etc..) devra aussi faire l'objet d'études environnementales, même si l'expérience de plusieurs décennies sur le stockage de gaz naturel est en partie transposable. A noter que l'impact de l'hydrogène (échappement rapide dans l'atmosphère en cas de fuite, absence de toxicité) est certainement inférieur à celui du gaz naturel.

Un autre impact environnemental mis en évidence récemment et non encore bien caractérisé est l'effet d'accélération indirect de l'effet de serre en haute altitude si des fuites d'hydrogène significatives émanaient de la future infrastructure<sup>51</sup>. Mais plusieurs arguments militent en faveur d'un effet

---

<sup>51</sup> <https://www.euractiv.fr/section/energie/news/les-scientifiques-mettent-en-garde-contre-leffet-des-fuites-dhydrogene-sur-le-rechauffement-climatique/>



probablement négligeable : tout d'abord, les fuites d'hydrogène seront moindres que celles du gaz naturel pour des raisons de sécurité et économiques, et cela sera renforcé par la connaissance dès le départ de ce phénomène. D'autre part, elles ne représenteront sans doute qu'une infime partie des fuites d'hydrogène naturel que on est en train de découvrir et qui se chiffrent probablement à plusieurs dizaines de millions de tonnes par an, elles sont éminemment variables d'une année sur l'ordre. On pourrait considérer également que les fuites éventuelles d'hydrogène d'origine humaine seraient alors dans le bruit de fond des fuites naturelles. Mais ce phénomène est à prendre en compte et à intégrer dès le départ dans le déploiement de la filière.

Concernant la bonne intégration de ces technologies par les citoyens et consommateurs, le principal défi est celui de la sécurité (voir annexe 3) Il est évident qu'un ou plusieurs accidents liés à la dangerosité de l'hydrogène pourrait fortement impacter la confiance des citoyens dans ces technologies. C'est pourquoi cette dimension est prise très au sérieux par les industriels et les pouvoirs publics afin de minimiser autant que faire se peut les risques résiduels. Les autres volets d'acceptabilité sociétale sont plutôt favorables : la mobilité hydrogène est une mobilité électrique, avec tous ses avantages (silence, absence de pollutions etc..) et avec des avantages spécifiques de recharge rapide sans difficulté qui permettent d'étendre le type d'utilisation des véhicules et qui évitent également un impact sur les réseaux électriques trop important.

Les impacts sociaux et économiques sont également très divers et dépendent de l'échelle à laquelle on les considère. Comme toute nouvelle technologie de l'énergie, elle va créer des activités nouvelles, de l'emploi dans plusieurs niveaux de formation et un des défis de la nécessaire et rapide montée en puissance de ces technologies est le défi du capital humain, de la formation et du basculement de main d'œuvre de technologies traditionnelles vers ces nouvelles technologies. Comme d'autres technologies décarbonées, elle peut faire « échouer » des actifs carbonés et donc générer du chômage, par exemple des usines de production de véhicules à combustion, des industries lourdes qui n'auront pas décarboné à temps etc...

Un autre risque plus subtil mais non moins important est celui d'un gigantesque transfert de la valeur ajoutée de pays développés « anciens » mais ne disposant pas d'une énergie décarbonée pas chère et abondante soit vers des pays développés et disposant de cette énergie, soit vers des pays émergents ou à revenu intermédiaire qui pourraient capter à la fois la production d'hydrogène mais aussi développer des produits finis en utilisant cette énergie décarbonée pas chère. Cela servirait à la fois leur propre développement économique et pourrait leur permettre d'exporter de l'hydrogène, des produits dérivés et des produits finis. Cela pourra être un nouvel équilibre géopolitique mais aussi des questionnements sur le type de société dans les pays développés « anciens ». L'économie de l'innovation, la R&D les services à forte valeur ajoutée seront sans doute au cœur de cette nouvelle économie.

Enfin la nouvelle géopolitique de l'énergie prend en compte les dépendances entre pays exportateurs et importateurs d'hydrogène mais aussi la carte géopolitique des industries d'extraction et de raffinage des matériaux critiques. Les impacts politiques et sociétaux sont également potentiellement importants. La carte ci-dessous donne un exemple des pays maîtrisant la production et le raffinage de quelques matériaux.



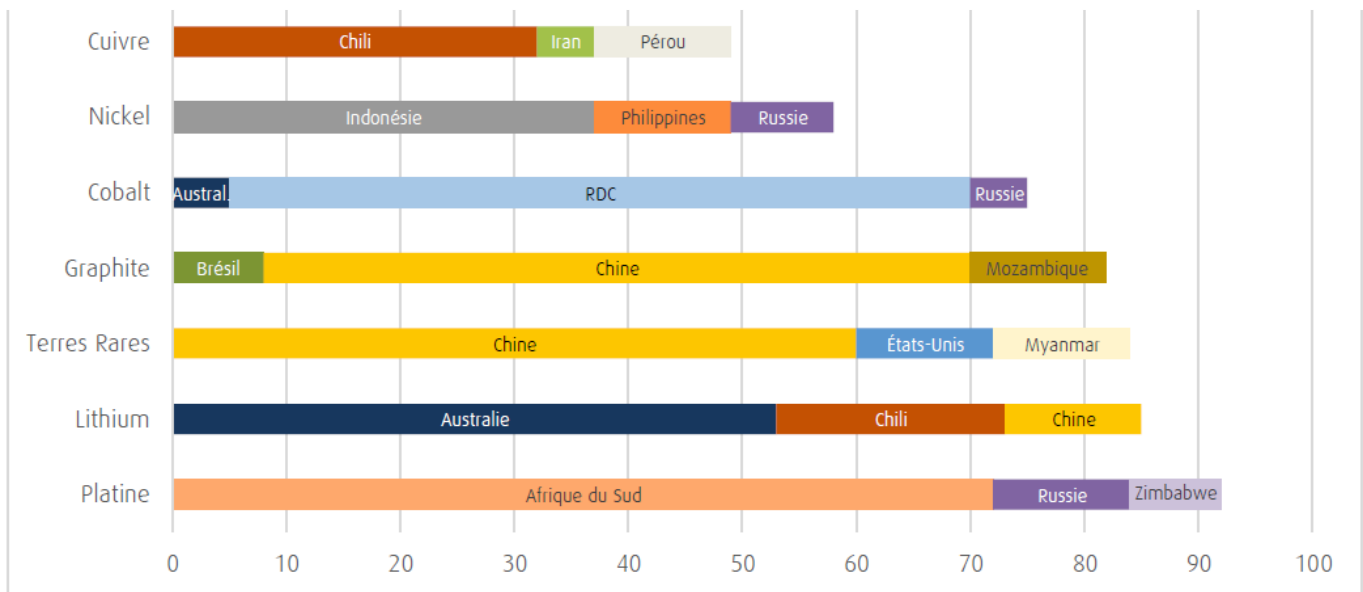
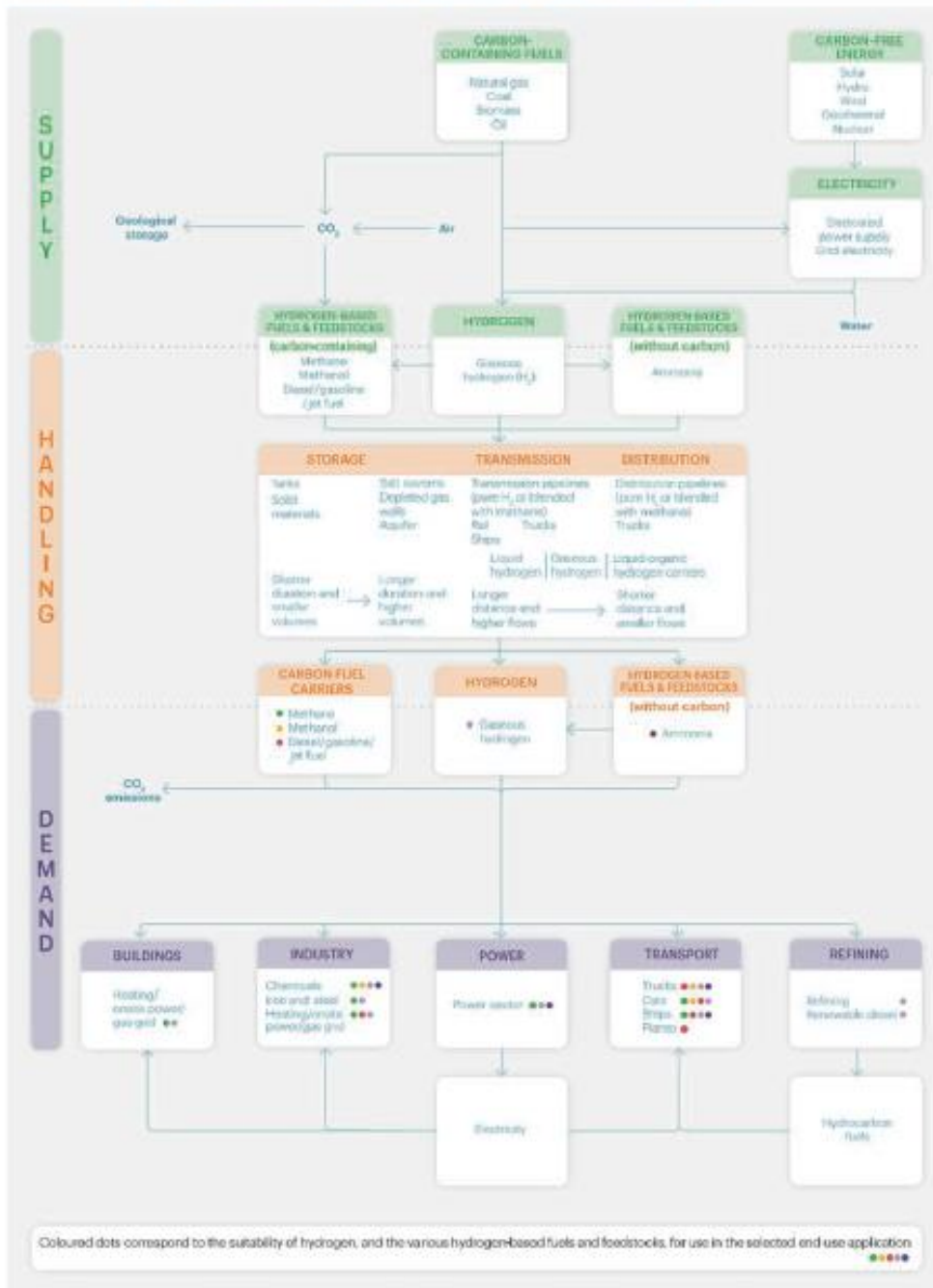


Figure 6 – Principaux pays de raffinage, 2019. Source : AIE 2021, [The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions](#), p. 33 (en anglais). Mise en forme : OFATE.



## Annexe 6 : Chaîne de valeur de l'hydrogène

Figure 5. A guide to the hydrogen energy value chain, from supply to end use



Source: IEA 2019. All rights reserved.

Chaîne de valeur Hydrogène (source 2019)



## **Annexe 7 : Des stratégies nationales pour développer la production et les usages de l'hydrogène décarboné et une diplomatie naissante de l'hydrogène**

Plus de 40 stratégies et plans nationaux ont été mis en place - principalement dans les pays européens, le Japon, La Corée du Sud, l'Australie, le Chili - et de nombreux pays supplémentaires sont en train de la définir. Ces stratégies et feuilles de route sont généralement ambitieuses et accompagnées d'un soutien public important. Le financement public global est estimé entre 70 et 90 Milliards d'€ jusqu'en 2030, l'Allemagne et la France totalisant déjà plus de 18 milliards. Cet argent public financera en premier lieu le surcoût de l'hydrogène décarboné ou vert par rapport à l'hydrogène actuellement sur le marché. Les objectifs sont de stimuler la demande en hydrogène vert, de créer en amont des débouchés pour les *gigafactories* d'électrolyseurs (qui elles-mêmes pourront bénéficier de subventions publiques) et in fine, de ne pas pénaliser les utilisateurs de cet hydrogène. Ce soutien public permettra de financer les investissements nécessaires dans les usines de production d'hydrogène, les infrastructures, les projets de démonstration ou de présérie, la mobilité, ainsi que dans la recherche et l'innovation. Il est à noter que certains pays se positionnent comme principalement exportateurs d'hydrogène et de produits hydrogénés (Chili, Espagne, Maghreb, Afrique, Moyen-Orient, Australie...), d'autres clairement comme importateurs (Pays-Bas, Japon, Allemagne), certains comme point d'entrée des importations, hub industrialo-portuaire pour le continent (Pays-Bas), d'autres « autosuffisants » (USA, France ? voir partie 3 sur ce point).

Des points de convergence sont identifiables entre ces stratégies, notamment sur l'utilisation de l'aide publique. De manière semblable, ces aides ont vocation à développer les écosystèmes hydrogène en accélérant les projets de production et de déploiement des applications industrielles et de mobilités lourdes et intensives. Ces stratégies comportent tout de même des spécificités liées aux caractéristiques géographiques et économiques des pays. Le Japon et la Corée du Sud, par exemple, mettent en place une approche intégrée en développant la mobilité et les infrastructures associées (y compris pour la voiture individuelle), les applications stationnaires<sup>52</sup> et l'utilisation très large de l'hydrogène et des produits dérivés tel que l'ammoniac. Enfin, leur approche est comportée une stratégie d'importation de l'hydrogène. Certains pays ayant traditionnellement une culture « gaz » à matière d'énergie (Royaume-Uni et Pays-Bas) souhaitent aussi développer les applications via leur réseau de gaz. Il s'agit pour le moment d'injecter de l'hydrogène à faible taux dans le réseau, puis d'y injecter 100 % d'hydrogène dans l'avenir. Ces pays misent également sur les applications domestiques ou tertiaires du gaz (chaleur, etc.).

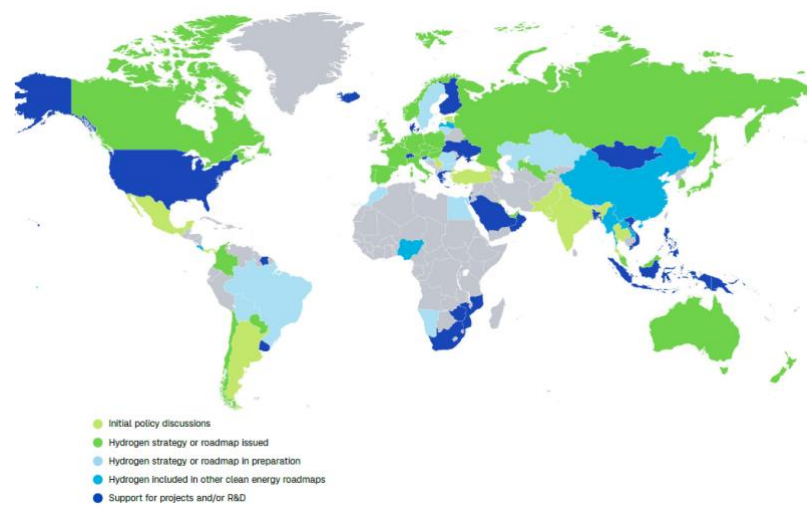
Selon ses capacités potentielles et le coût de production des EnR sur son territoire national, un État pourra être « exportateur », « autosuffisant » ou « importateur net » d'hydrogène. Les États qui produisent des EnR à très faible coût souhaitent à la fois développer la production d'hydrogène, notamment pour l'exportation, mais aussi la production à plus haute valeur ajoutée de produits finis tels que l'ammoniac, le méthanol, etc. À titre d'exemple, les Pays-Bas ambitionnent de prendre le leadership sur l'utilisation de l'hydrogène dans des écosystèmes industrialo-portuaires géants, à l'instar du port de Rotterdam, le tout combiné à une activité d'import énergétique pour créer un hub, véritable tête de pont vers la partie nord de l'Europe. Enfin, certains États vont développer la production d'hydrogène à partir de gaz naturel avec captage et stockage du carbone<sup>53</sup> (les pays de la mer du Nord et la Russie) ou à partir d'énergie nucléaire (la France, le Royaume-Uni, les États-Unis, la Russie ou encore les Émirats arabes unis).

---

<sup>52</sup> Une application stationnaire est un usage sur place de l'énergie, par exemple dans un bâtiment ou une usine, à l'opposé d'une application mobile.

<sup>53</sup> Cette technologie n'est pas applicable partout et peut faire l'objet de controverses ou d'opposition.





**Figure 2 : Pays avec une stratégie nationale hydrogène établie ou en cours d'élaboration**

(Source : NHI, [https://cdn.nuclear-hydrogen.org/wp-content/uploads/2022/06/14133827/NHI\\_NHProduction\\_Report\\_06.14.22.pdf](https://cdn.nuclear-hydrogen.org/wp-content/uploads/2022/06/14133827/NHI_NHProduction_Report_06.14.22.pdf) )

- **Nouvelle géopolitique de l'énergie : vers une diplomatie de l'hydrogène**

Un des points les plus marquants, apparu il y a moins de 5 ans mais qui prend une importance majeure, est l'émergence d'une nouvelle géopolitique de l'énergie liée au commerce international de l'hydrogène et de ses dérivés. En effet, les EnR sont très inégalement réparties dans le monde en termes de quantités, de disponibilité et de coût. Par rapport à l'Europe, le potentiel de production d'hydrogène décarboné revenant à 1,5 \$ le kilogramme est : 30 fois supérieur en Afrique ; 20 fois supérieur au Moyen-Orient ; 13 fois supérieur en Amérique Latine, en Amérique du Nord, en Australie (Annexe 9). Malgré des efforts importants d'efficacité énergétique et de diminution de l'intensité énergétique, la plupart des pays européens ainsi que le Japon et la Corée du Sud ne pourront produire suffisamment d'énergie en raison d'enjeux de surfaces, de rendement, de coût, ou encore d'acceptabilité sociale. À l'inverse, certains pays développés, émergents et à revenu intermédiaire pourront produire suffisamment d'EnR pour décarboner et développer leur propre économie, et potentiellement pour exporter.

Au cours des trois dernières années, un nombre considérable d'accord de principe ou *Memorandum of Understanding* (ou MOU) et de partenariats préliminaires bilatéraux entre pays « importateurs » et pays « exportateurs » ont vu le jour (Figure 3). Selon la situation géographique, l'hydrogène pourra être transporté soit par une infrastructure de type *pipe-line*, soit par voie maritime sous une forme cryogénique ou au travers d'une molécule intermédiaire liquide (ammoniac, méthanol, Liquid Organic Hydrogen carrier<sup>54</sup>) plus facile à transporter., molécule qu'il faut synthétiser au niveau de l'export, ensuite pour libérer au besoin l'hydrogène de la molécule au niveau du pays d'import. Mis à part le transport par *pipe-line*, tous ces moyens sont extrêmement énergivores et donc économiquement très coûteux. Si ces accords font l'objet d'une intense communication et d'une surmédiation, ils sont toutefois encore loin de se concrétiser. Beaucoup d'étapes techniques, réglementaires et politiques restent à franchir avant de voir émerger un volume significatif d'échanges internationaux d'hydrogène et ses dérivés.

L'Allemagne est particulièrement active ; en témoigne encore cet accord passé entre les premiers ministres allemands et canadien en août 2022 sur le partenariat export/import entre ces deux pays. En accompagnement de la stratégie communautaire, il faut signaler les fortes initiatives allemandes et néerlandaises, notamment vis-à-vis de la stratégie internationale. Outre les initiatives bilatérales déjà citées comme PAREMA, partenariat germano-marocain sur l'hydrogène ou celui entre les Pays-Bas et

<sup>54</sup> LOHC : molécule organique contenant de l'hydrogène lié et en général sous forme liquide. Il faut ensuite fournir de l'énergie pour « libérer » l'atome d'hydrogène de cette molécule.





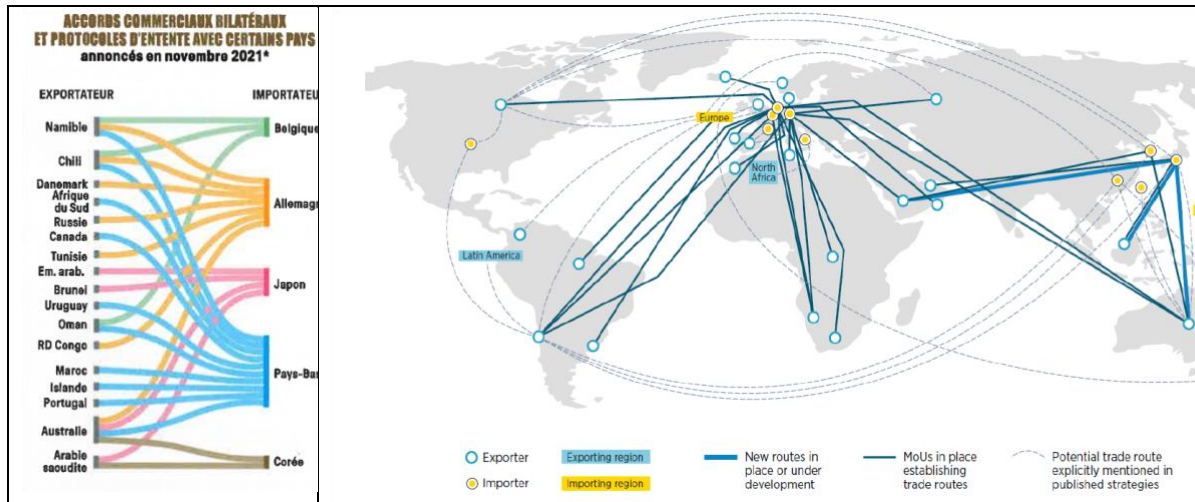
le Maroc, Il faut signaler notamment le fonds allemand H2 Global (<https://www.h2-global.de/project/h2g-mechanism>) qui prévoit d'acheter de l'hydrogène renouvelable en Europe ou à l'extérieur par un système d'enchères et de PPA à long terme, et de le rendre sur le marché allemand, la différence de coût étant pris en charge par le fond, c'est-à-dire le gouvernement allemand. On peut citer également des initiatives partenariales privées comme L'African Hydrogen Alliance, Mena Hydrogen Alliance (DII), le réseau soutenu par la commission EU-GCC.

Le développement des EnR dans les pays émergents ou à revenu intermédiaire doit d'abord servir à décarboner et développer l'électricité et l'économie nationale ou régionale avant d'envisager une exportation. Développement national et exportations internationales se feront idéalement de manière synchrone. Toutefois, la viabilité d'un projet d'exportation doit être en premier et dernier lieu déterminé au regard des retombées positives pour la population locale. Ces questions complexes et de nature géopolitique n'en sont qu'à des prémisses. De plus, les flux d'investissement nécessaires et les enjeux de transfert de technologies seront autant déterminants que les relations diplomatiques.

La localisation des nouveaux investissements en direction des industries lourdes (sidérurgie, chimie, cimenteries, métallurgie) devant impérativement être décarbonées est un autre enjeu structurant. Un investisseur finançant une nouvelle aciérie ou une nouvelle production d'ammoniac exigera une production bas carbone s'il souhaite un retour sur investissement. Par conséquent, ces investissements pourraient se faire près des sources d'énergies décarbonées à bas coût, comme c'était le cas historiquement pour les industries électro et énérgo-intensives. Cela peut constituer une opportunité pour certains pays, mais également un risque pour les pays industrialisés « traditionnels » qui risquent de voir leurs principaux actifs industriels non-renouvelés et/ou révoqués avant même la fin de vie économique de ces industries et avec tous les problèmes socio-économiques en résultant.

Les évolutions récentes dans l'industrie de l'ammoniac semblent suivre ce processus. Etant donné que coût des engrais est principalement dû à sa fabrication, les projets d'usines d'ammoniac vert se multiplient en Namibie, en Egypte, dans les pays du Golfe ou encore au Chili. Si ces pays ont des besoins croissants d'engrais, ils pourront également exporter l'ammoniac labellisé « bas carbone » et compétitif. Il y a donc un risque de basculement énergético-industriel pour les usines européennes, d'autant qu'il sera difficile d'imposer des mesures restrictives ou protectionnistes sur des engrais produits de manière plus vertueuse et labellisé bas carbone. A titre d'illustration, la compagnie CWP a signé en juin 2022 un accord avec le gouvernement mauritanien pour un projet de 40 milliards de dollars qui doit installer 30 GW d'énergies solaire et éolienne et produire près de 1,6 millions de tonnes d'hydrogène ou 10 millions de tonnes d'ammoniac. Toujours en Mauritanie, un autre projet de grande ampleur prévoit de produire 5 millions de tonnes (100 GW d'EnR) et de construire une usine sidérurgique. Il sera plus avantageux pour le pays d'exporter de l'acier plutôt que son minerai, et des produits finis plutôt que son hydrogène. Plus proche de la France, le Maroc pourrait devenir un grand pays exportateur d'engrais et d'hydrogène vert. Ainsi, de nouvelles routes de commerce international de l'énergie se dessinent.





**Figure 3 : Accords préliminaires passés entre pays exportateurs et importateurs et schémas internationaux envisagés (Source Challenges, numéro spécial Hydrogène, mai-juillet 2022 et Geopolitics of the energy transformation, the hydrogen factor », IRENA, 2022**

## Annexe 8 : Rôle futur de l'ammoniac

- **Focus sur l'ammoniac**

Il nous semble que l'ammoniac « décarboné », c'est-à-dire l'ammoniac produit à partir d'air et d'hydrogène décarboné par électrolyse renouvelable, est le vecteur qui a le plus de chances de se développer rapidement pour plusieurs raisons :

L'ammoniac est une commodité industrielle à grande échelle aujourd'hui avec une maîtrise de sa synthèse, de sa manipulation et de son transport. Le marché de l'ammoniac est déjà développé pour l'industrie des engrais, et d'autres usages (production mondiale de 180 millions de tonnes en 2020) et c'est un marché croissant pour satisfaire les besoins de l'alimentation mondiale.

En outre deux usages nouveaux de l'ammoniac grâce à sa combustion ont des probabilités d'émerger : la propulsion des navires marchands et la génération d'électricité dans des turbines.

Le dernier nouvel usage, celui de transporter de l'hydrogène, c'est-à-dire de casser la molécule d'ammoniac à l'arrivée pour en extraire l'hydrogène, est encore coûteux mais même en l'absence de ce dernier usage, l'ammoniac décarboné est appelé à croître jusqu'à 530 millions de tonnes par an en 2050.

Enfin l'ammoniac synthétisé à partir d'hydrogène renouvelable est déjà compétitif dans les zones où le photovoltaïque ou l'éolien est à très bas coût par rapport à de l'ammoniac fait à partir de gaz naturel, d'autant plus que l'explosion des prix du gaz naturel depuis 2 ans, aggravé par la guerre en Ukraine, ont fait grimper les prix de l'ammoniac ex-gaz naturel.

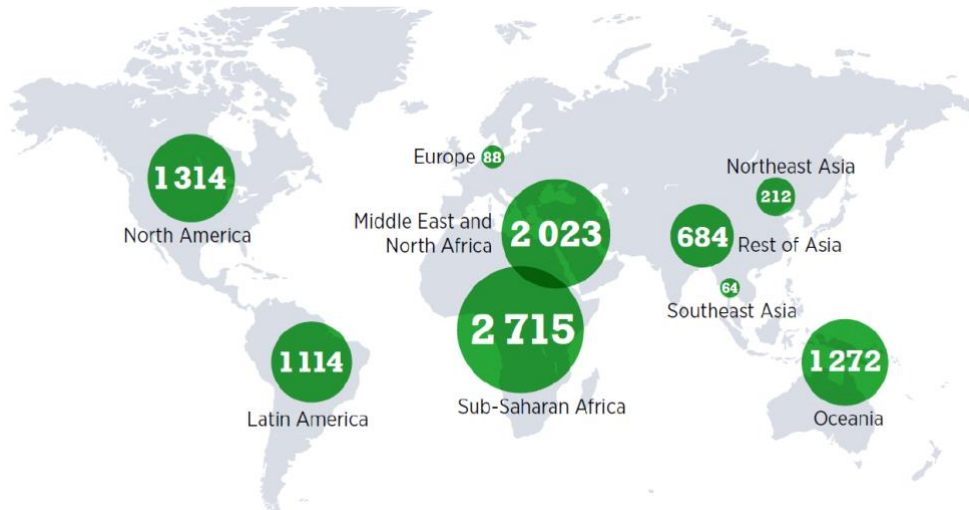
D'après M. Holsether qui est le PDG de YARA, un des producteurs d'ammoniac et d'engrais, le prix de l'ammoniac est passé depuis 2021 de 110 \$/t à 1000 \$/t.

A ces coûts, le prix de l'ammoniac vert est largement compétitif, la seule question est la durée de construction de nouveaux investissements verts et leur localisation, et la question des usines existantes. Toutes ces raisons poussent pour un développement très probable de l'ammoniac vert.



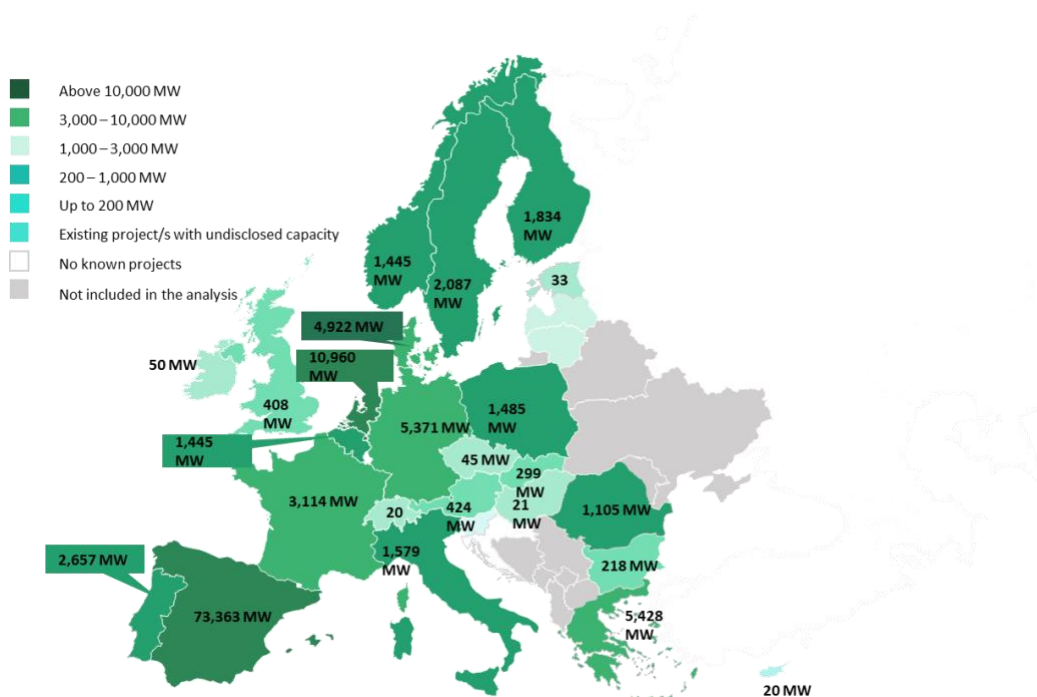
## Annexe 9 : Potentiel technique de production d'hydrogène à 1,5 \$/kg, potentiel en Europe

L'échelle de production est en Exajoule (EJ). Une Exajoule permet en théorie de produire 4 à 5 millions de tonnes d'hydrogène. Seule une très petite fraction de ce potentiel sera utilisée, ces chiffres sont à prendre en relatif et à montrer les potentialités relatives de chaque continent à produire de l'hydrogène décarboné à bas coût.



### Potentiel théorique maximale de production d'hydrogène à 1,5 \$/kg en 2050

Unité Exajoule (EJ), une Exajoule peut servir à produire 4 millions de tonnes d'Hydrogène. (Source : *Geopolitics of the energy transformation, the hydrogen factor* », IRENA, 2022



### Portefeuille des projets de production d'hydrogène annoncés en Europe

(Source : *Hydrogen Europe, Clean Hydrogen, Monitor, 2021*)



## **Annexe 10 : Question des modèles économiques et besoin en études économiques**

La chaîne de l'hydrogène est complexe, ses applications sont multiples (Annexe 6). Nous voyons deux questions qui suscitent encore des développements et approfondissements : celui des modèles d'affaires des projets, et celui des études économiques générales, des modélisations du rôle de l'hydrogène dans un système énergétique et des études d'évaluation des projets ou applications.

L'annexe 13 décrit les paramètres de base du calcul économique du producteur d'hydrogène par électrolyse.

### **• Business models des projets**

On peut s'apercevoir assez facilement que le long de la chaîne de valeur de l'hydrogène, des intérêts divergents apparaissent. Le producteur d'électricité souhaite maximiser son profit et vendre d'électricité la plus chère possible, en y intégrant tous les coûts. Le producteur d'hydrogène veut minimiser ses coûts et donc payer l'électricité la moins chère possible, mais veut aussi obtenir une sécurité sur le long terme des prix et de la fourniture d'électricité. Il souhaite minimiser ses coûts d'utilisation des infrastructures. Le transporteur /distributeur d'hydrogène souhaite maximiser et diversifier son portefeuille de clients afin d'avoir un facteur de charge maximale pour ses infrastructures. Idem pour l'exploitant de stockage massif qui veut diversifier et ne pas dépendre d'un seul « gros client » ; il a en outre besoin d'être connecté au maximum de clients et chercher à l'international également des fournisseurs. Enfin l'utilisateur final souhaite minimiser ses coûts de fonctionnement, donc le coût de l'hydrogène, et avoir une garantie de fourniture, de qualité et d'origine de l'hydrogène. Le contexte français et européen est un marché de gros de l'électricité où le prix se détermine sur la dernière unité appelée (en général une turbine à gaz) et où on a vu les prix de l'électricité s'envoler du fait de l'indisponibilité ou limitations sur la production électrique concomitante à l'augmentation du prix du gaz.

L'exemple du projet en cours d'étude, Hygreen Provence à Manosque, illustre bien les difficultés de monter des business model de systèmes énergétiques complexes. C'est un projet à terme de 1 GW de solaire, pouvant produire 10 à 20 000 tonnes d'hydrogène qui seront stockées dans les cavités salines existantes à Manosque et utilisées notamment dans la zone industrielle de Fos-sur-Mer. L'annexe 11 décrit la problématique de ce projet qui est à la fois un projet de territoire, avec des retombées pour ses habitants ET un projet industriel.

Nous pensons qu'il y a matière à réfléchir et travailler sur des formes juridiques et contractuelles innovantes qui prennent en compte la complexité de la chaîne de valeur de l'hydrogène et la répartition/foisonnement des risques entre acteurs.

### **• Besoins en études économiques**

Il faut souligner que la majorité du financement du plan français est destinée à compenser la différence dans les 10 années à venir entre la production nouvelle et décarbonée de l'hydrogène et le prix du marché. Une différence de 1 euro par kg d'hydrogène génère un financement public de 1 milliards d'€ par millions de tonnes d'hydrogène et par an. On voit que si cette mesure est indispensable les premières années pour lancer la filière et soutenir la demande industrielle, elle n'est pas viable sur le long terme. La bonne nouvelle est l'augmentation du prix du gaz naturel qui devrait en principe faire augmenter le prix de l'hydrogène issu gaz naturel et diminuer l'écart à compenser. Néanmoins ce prix élevé de l'hydrogène met en péril à court terme des activités industrielles liées à son utilisation en Europe. Dans le même temps le mécanisme de formation du prix de l'électricité sur le marché de gros fait qu'une augmentation du prix du gaz se traduit souvent par une augmentation du prix de l'électricité. Nous suggérons d'approfondir cette question par une étude économique avec inclusion de l'évolution



du prix du marché du carbone sur l'EU-ETS (Emissions trading system, système européen d'échange de quotas d'émissions).

Enfin, il serait souhaitable d'aborder toutes ces problématiques de façon systémique en considérant tous les objectifs (sur l'énergie et au-delà : sur la ressource en eau, la santé, etc.) et en se dotant de méthodes et d'outils de mesure et de simulation d'impacts pour piloter la trajectoire de décarbonation et maîtriser tous les impacts associés (sur l'emploi, la compétitivité des industriels, etc.). Nous suggérons de développer des analyses coûts/bénéfices du système énergétique avec une approche holistique, intégrant l'hydrogène et ses infrastructures et non pas évaluer le bénéfice de l'hydrogène sur ses seuls marchés. Une infrastructure Hydrogène peut rendre des services indirects de flexibilité et de sécurité énergétique, de synergies entre réseaux énergétiques, ou de développer des synergies économiques. L'évaluation de la « valeur » macro-économique de l'hydrogène, dans toutes ses dimensions, tout comme sa représentation correcte dans les scénarios passera par des outils innovants de modélisation des nouveaux systèmes énergétiques, avec prise en compte de la complexité dans ses acceptations mathématiques, économique, sociologique<sup>55</sup>.

---

<sup>55</sup> À ce titre on pourrait s'inspirer des modèles et approches développés récemment par l'étude *Energy Systems studies* de Petr MacKay pour Hydrogen Council, notamment utiliser des outils de modélisation remplaçant l'écosystème hydrogène dans les systèmes énergétiques.





## Annexe II : Le projet HyGreen Provence à Manosque

C'est un projet qui devrait déployer 1 GW de solaire, produire entre 10 000 et 20 000 tonnes d'hydrogène renouvelable par an, que l'on stockerait dans les cavités salines déjà exploités par Geostock, Geomethane avec Storengy pour le stockage de produits pétroliers et gaz naturel. A côté de la reconversion possible de cavités existantes, le potentiel physique existe pour créer d'autres cavités salines si besoin. L'utilisation de cet hydrogène se fera localement pour des applications mobilité mais aussi pour alimenter les besoins des industries à Fos-sur-Mer, via un pipe-line nouveau à créer, voire pour alimenter via une infrastructure d'autres clients en Europe.

Le projet est à la fois un projet industriel piloté par deux grandes compagnies énergétiques et des entreprises de la chaîne de valeur et de l'utilisation, mais aussi un projet de territoire porté et soutenu par l'agglomération Durance Luberon Valensole Agglomération (DLVA). Le territoire, qui a été historiquement un berceau d'accueil de projets liés à l'énergie, y voit une opportunité de créer une activité vertueuse dans la lignée de son ADN, participer à la transition énergétique et asseoir sur le long terme et par des recettes fiscales et de l'activité économique un financement pérenne d'activités sociales diverses vers les citoyens de l'agglomération.

Le projet, par sa taille, la surface à mobiliser, et par les règles administratives du code des marchés publics ne peut se monter que par étapes, ce qui complique le couplage nécessaire entre les différentes parties, production d'électricité, production d'hydrogène, stockage et utilisation. Les règles relatives aux conditions de couplage entre électricité renouvelable et hydrogène, édictées dans les nouveaux actes délégués de mai 2022, peuvent amener des difficultés dans ce couplage temporel, le couplage géographique étant a priori assuré.

Du fait du lancement de façon indépendante des appels à projets pour le champ photovoltaïque, il est difficile d'insérer des règles contraignantes obligeant l'exploitant de la centrale solaire à vendre exclusivement l'électricité au producteur d'hydrogène et de façon contractuelle sur le long terme.

De plus, même avec un éventuel contrat de long terme de type PPA (Power Purchase Agreement), les expériences passées montrent qu'il est difficile de résister à des prix de marché très attractifs pour le producteur d'électricité, en prenant le risque de ne pas satisfaire ses obligations contractuelles.

A l'inverse le producteur d'hydrogène renouvelable (avec le souhait d'obtenir ce label) souhaite d'une part disposer d'électricité renouvelable proche géographiquement et temporellement, mais aussi de compléter le taux d'utilisation de son électrolyseur par d'autres sources renouvelables. Il souhaite également avoir une garantie d'approvisionnement sur le long terme et stable, avec des prix compétitifs, ce qui peut sembler parfois contradictoire avec le premier argument.

Un modèle d'affaires intégré du PV à la vente d'hydrogène semble irréaliste dans ce cas. Au contraire l'évolution se fait vers des modèles d'affaires indépendants et robustes pour chaque maillon afin de rassurer les investisseurs sur chaque partie de la chaîne, le risque étant de perdre le foisonnement des risques issu du couplage global du projet.

Par exemple l'exploitant des cavités salines souhaitera proposer ses cavités comme un service à toute compagnie productrice d'hydrogène ou tout utilisateur souhaitant une garantie d'approvisionnement, et pas uniquement au producteur de Manosque à proximité. Cela suppose que le marché de l'hydrogène est bien établi, d'autre part que les cavités sont connectées à ce marché via une infrastructure à l'instar du gaz naturel.



## Annexe 12 : Les scénarios RTE

# LES TRAJECTOIRES DE CONSOMMATION À L'HORIZON 2050

Consommation finale d'électricité par secteur :

Industrie  
Résidentiel

Tertiaire  
Transport

Hydrogène

SCÉNARIOS			
	HYPOTHÈSES	NIVEAU 2050	PRINCIPALES ÉVOLUTIONS
Références	Électrification progressive (en substitution aux énergies fossiles) et ambition forte sur l'efficacité énergétique (hypothèse SNBC). Hypothèse de poursuite de la croissance économique (+1,3% à partir de 2030) et démographique (scénario fécondité basse de l'INSEE). La trajectoire de référence suppose un bon degré d'efficacité des politiques publiques et des plans (relance, hydrogène, Industrie). L'industrie manufacturière croît et sa part dans le PIB cesse de se contracter. Prise en compte de la rénovation des bâtiments mais aussi de l'effet rebond associé.	645 TWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>180 TWh</li> <li>134 TWh</li> <li>113 TWh</li> <li>99 TWh</li> <li>50 TWh</li> </ul>
Soberité	Les habitudes de vie évoluent dans le sens d'une plus grande sobriété des usages et des consommations (moins de déplacements individuels au profit des mobilités douces et des transports en commun, moindre consommation de biens manufacturés, économie du partage, baisse de la température de consigne de chauffage, recours à davantage de télétravail, sobriété numérique, etc.), occasionnant une diminution générale des besoins énergétiques, et donc également électriques.	555 TWh (-90 TWh)	<ul style="list-style-type: none"> <li>160 TWh (-20 TWh)</li> <li>111 TWh (-23 TWh)</li> <li>95 TWh (-18 TWh)</li> <li>77 TWh (-22 TWh)</li> <li>47 TWh (-3 TWh)</li> </ul>
Réindustrialisation profonde	Sans revenir à son niveau du début des années 1990, la part de l'industrie manufacturière dans le PIB s'infléchit de manière forte pour atteindre 12-13% en 2050. Le scénario modélise un investissement dans les secteurs technologiques de pointe et stratégiques, ainsi que la prise en compte de relocalisations de productions fortement émettrices à l'étranger dans l'optique de réduire l'empreinte carbone de la consommation française.	752 TWh (+107 TWh)	<ul style="list-style-type: none"> <li>239 TWh (+59 TWh)</li> <li>134 TWh (0 TWh)</li> <li>115 TWh (+2 TWh)</li> <li>99 TWh (0 TWh)</li> <li>87 TWh (+37 TWh)</li> </ul>
VARIANTES			
Électrification +	La part de l'électricité dans la consommation finale s'accroît de manière plus forte que dans la SNBC. Certains usages basculent plus rapidement ou fortement vers l'électricité. C'est particulièrement le cas dans le secteur des transports, dans lequel l'adoption du véhicule électrique et l'électrification de certaines catégories de poids lourds est beaucoup plus rapide. Le transfert vers le chauffage électrique se fait également plus rapidement et de manière plus volontariste.	700 TWh (+55 TWh)	<ul style="list-style-type: none"> <li>192 TWh (+12 TWh)</li> <li>139 TWh (+5 TWh)</li> <li>120 TWh (+7 TWh)</li> <li>125 TWh (+27 TWh)</li> <li>50 TWh (0 TWh)</li> </ul>
Moindre électrification	La part de l'électricité dans la consommation finale augmente de manière moins forte et moins rapide que dans la SNBC. Dans l'industrie, par exemple, l'électricité ne parvient pas à être compétitive et la bascule vers l'électrification se fait moins rapidement. Il en est de même pour le transfert vers la mobilité électrique (véhicules légers et lourds) et vers les dispositifs de chauffage électrique dans les secteurs résidentiel et tertiaire.	578 TWh (-67 TWh)	<ul style="list-style-type: none"> <li>150 TWh (-30 TWh)</li> <li>126 TWh (-8 TWh)</li> <li>107 TWh (-6 TWh)</li> <li>81 TWh (-18 TWh)</li> <li>50 TWh (0 TWh)</li> </ul>
EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE RÉSIDUELLE	Les hypothèses de progrès de l'efficacité énergétique des équipements électriques généralement retenues ne se matérialisent pas, ou s'accompagnent de phénomènes de surconsommation au-delà de ce qui est prévu dans la trajectoire de référence. Dans le secteur du bâtiment, les objectifs de rénovation et la conversion aux pompes à chaleur ne sont pas atteints, et le taux d'atteinte des gisements d'efficacité énergétique ne dépasse pas 50% en 2050 (contre 70% dans la trajectoire de référence).	714 TWh (+69 TWh)	<ul style="list-style-type: none"> <li>191 TWh (+11 TWh)</li> <li>156 TWh (+22 TWh)</li> <li>135 TWh (+22 TWh)</li> <li>105 TWh (+6 TWh)</li> <li>50 TWh (0 TWh)</li> </ul>
Hydrogène +	Le développement de la production d'hydrogène décarboné connaît une forte accélération conduisant à une demande finale d'hydrogène nettement plus élevée que dans la trajectoire de référence. L'hydrogène se substitue à l'électrification directe dans certains secteurs difficiles à électrifier (sidérurgie...) ainsi qu'à l'utilisation de biomasse (transport lourd, chaleur industrielle).	754 TWh (+109 TWh)	<ul style="list-style-type: none"> <li>164 TWh (-16 TWh)</li> <li>134 TWh (0 TWh)</li> <li>113 TWh (0 TWh)</li> <li>93 TWh (-6 TWh)</li> <li>171 TWh (+121 TWh)</li> </ul>



# LES SCÉNARIOS DE MIX DE PRODUCTION À L'HORIZON 2050

Flexibilité de la demande (hors V2G) Nouveau thermique décarboné Batteries

Filières : Véhicule-to-grid

	NARRATIF	RÉPARTITION DE LA PRODUCTION EN 2050	CAPACITÉS INSTALLÉES EN 2050 (EN GW)*					BOUQUET DE FLEXIBILITÉS EN 2050
			Solaire	Éolien terrestre	Éolien en mer	Nucléaire historique	Nouveau nucléaire	
<b>M0</b> 100% EPR en 2050	Sortie du nucléaire en 2050 : le déclasserement des réacteurs nucléaires existants est accéléré, tandis que les rythmes de développement du photovoltaïque, de l'éolien et des énergies marines sont poussés à leur maximum.		~208 GW (soit x21)	~74 GW (soit x4)	~62 GW	/	/	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 29 GW 26 GW
<b>M1</b> Répartition diffuse	Développement très important des énergies renouvelables réparties de manière diffuse sur le territoire national et en grande partie porté par la filière photovoltaïque. Cet essor sous-tend une mobilisation forte des acteurs locaux participatifs et des collectivités locales.		~214 GW (soit x22)	~59 GW (soit x3,5)	~45 GW	16 GW	/	17 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 20 GW 21 GW
<b>M23</b> EPR grands parcs	Développement très important de toutes les filières renouvelables, porté notamment par l'installation de grands parcs éoliens sur terre et en mer. Logique d'optimisation économique et ciblage sur les technologies et les zones bénéficiant des meilleurs rendements et permettant des économies d'échelle.		~125 GW (soit x12)	~72 GW (soit x4)	~60 GW	16 GW	/	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 20 GW 13 GW
<b>N1</b> EPR + nouveau nucléaire 1	Lancement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs, développés par paire sur des sites existants tous les 5 ans à partir de 2035. Développement des énergies renouvelables à un rythme soutenu afin de compenser le déclasserement des réacteurs de deuxième génération.		~118 GW (soit x11)	~58 GW (soit x3,3)	~45 GW	16 GW	13 GW (soit 8 EPR)	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 11 GW 9 GW
<b>N2</b> EPR + nouveau nucléaire 2	Lancement d'un programme plus rapide de construction de nouveaux réacteurs (une paire tous les 3 ans) à partir de 2035 avec montée en charge progressive. Le développement des énergies renouvelables se poursuit mais moins rapidement que dans les scénarios N1 et M.		~90 GW (soit x8,5)	~52 GW (soit x2,9)	~36 GW	16 GW	23 GW (soit 14 EPR)	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 5 GW 2 GW
<b>N03</b> EPR + nouveau nucléaire 3	Le mix de production repose à parts égales sur les énergies renouvelables et sur le nucléaire à l'horizon 2050. Cela implique d'exploiter le plus longtemps possible le parc nucléaire existant, et de développer de manière volontariste et diversifié le nouveau nucléaire (EPR 2 + SMR)		~70 GW (soit x7)	~43 GW (soit x2,5)	~22 GW	24 GW	~27 GW (soit ~14 EPR + quelques SMR)	13 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 1 GW
Hypothèses communes			Hydraulique ~22 GW	Énergies marines Entre 0 et 3 GW	Bioénergies ~2 GW	Imports 39 GW	STEP 8 GW	

\*Les quantités et parts d'énergie sont exprimées par rapport au scénario de consommation de référence.



## Annexe 13 : Paramètres de calcul du coût de production de l'hydrogène

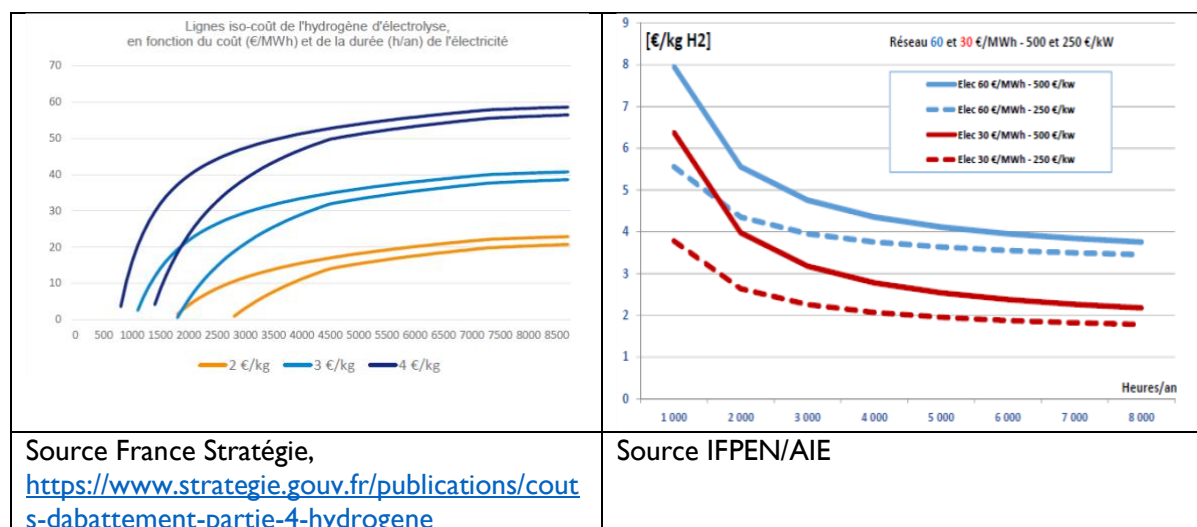
Le coût de production de l'hydrogène va dépendre du coût de l'électricité, du taux de charge de l'électrolyseur et du coût (Capex) de l'électrolyseur et du mode de connexion à la source électrique.

Il y a un consensus pour dire que le Capex des électrolyseurs va fortement baisser d'ici 2030, du fait notamment de la montée en puissance de la production industrielle d'électrolyseur subventionnée par les plans d'aide publique mais la valeur d'arrivée est très variable selon les sources de 175 €/kW (BNEF) à 400 € (CEA), et entre 500 et 750 €/kW (France Stratégie). Il est également admis que le taux de charge optimal est dans une plage assez large selon les modalités de connexion et selon le Capex de l'électrolyseur mais situé entre 25 et 75 %.

On peut imaginer différents modes de connexion :

- Une connexion indépendante à la source de production électrique, par exemple un parc PV ou éolien, ou un parc mixte PV + éolien ; Souvent on dimensionne la puissance de l'électrolyseur à une fraction de la puissance crête du parc afin d'augmenter le facteur de charge de l'électrolyseur. La puissance écrêtée pouvant se connecter au réseau pour optimiser les coûts. A noter le cas particulier mais important de très grands centres de production d'hydrogène (x GW) couplées à des centrales PV/Eolien à très bas coût (Afrique, Australie).
- Une connexion au réseau et via un ou plusieurs PPA long terme garantissant un nombre minimal d'heures de fonctionnement en évitant les heures où l'électricité est la plus chère (optimisation du bénéfice de l'électricien)
- Une connexion au réseau avec accès au marché spot mais avec un haut degré d'incertitude sur le prix de l'électricité achetée et donc un risque financier pour les investisseurs.

Le prix de l'électricité est déterminant et peut être chargé des coûts de réseau (en France le Turpe).



**Figure 8: Dépendance du coût de l'hydrogène au prix de l'électricité et au facteur de charge**

De plus les différents types de connexion doivent s'accompagner d'un certificat de garantie d'origine bas carbone ou renouvelable.



## **Annexe I4 : Quelle place pour le gaz dans le système énergétique français**

Nous reconnaissons l'importance d'une infrastructure hydrogène en France, partie d'un réseau européen, pour les raisons explicitées au paragraphe ci-dessus. Cependant même avec une démarche volontariste et une initiation des premières étapes dès aujourd'hui, le déploiement prendra du temps, et il faut assurer pendant cette période intermédiaire la continuité des services énergétiques face à un environnement de production et d'usages en transformation profonde dans les prochaines décennies.

À court et moyen terme (2020-2040) et outre la méthanisation, on peut cependant décarboner partiellement le réseau de gaz naturel, et en parallèle de la mise en place de l'infrastructure hydrogène, avec l'injection d'hydrogène en faible quantité ou avec la méthanation. La méthanation peut avoir de l'intérêt sur les prochaines décennies à condition d'avoir une vue claire sur ses coûts actuels et futurs, ce qui déterminera les usages qu'elle servira préférentiellement. Outre les problèmes de coûts (et donc du dimensionnement dans le temps du support public nécessaire), il sera impératif également de donner la feuille de route française et quantitative d'un déploiement possible et d'étudier la faisabilité de l'insertion de cette technologie dans un calendrier clair de transformation du réseau gazier d'ici 2050.

Enfin se pose la question de la méthode de transition pour passer d'un système de transport, stockage et distribution de gaz à un autre système tout en assurant une continuité de service. Maintenir le réseau actuel tout en déployant en parallèle un nouveau réseau serait une option trop coûteuse pour la France, qui ne dispose pas d'un suréquipement en infrastructures comme les Pays-Bas par exemple, qui voient certains ouvrages libérés par l'épuisement de leur champ de production de gaz. Il est cependant possible de minimiser l'investissement en adaptant une partie du réseau existant tout en construisant un nouveau sur certains tronçons. Toutes ces interrogations ne sont pas encore complètement instruites par les pouvoirs publics actuellement, et il n'y a pas vraiment de comparaisons entre différents scénarios et la prise en compte de la dynamique de transition vers un mix futur est encore sujette à discussion.

En conclusion, le groupe suggère de lancer dès maintenant une étude holistique de différents scénarios réalistes avec comme principaux paramètres la place du méthane dans un système décarboné, la mise en place d'une infrastructure purement hydrogène complètement connectée à une infrastructure européenne, avec des capacités de transport entre hubs, des capacités de stockage massif, et l'articulation entre le système actuel et le futur, la place transitoire que pourrait occuper la méthanation, la méthanisation<sup>56</sup>, l'intérêt et le rôle d'une injection d'hydrogène à faible pourcentage, son rapport coût/bénéfices. A ce titre, le travail mené autour de l'« European Hydrogen Backbone » par plusieurs opérateurs européens fournit une base sérieuse.

---

<sup>56</sup> La méthanisation est l'obtention de méthane à partir de fermentation de matériaux organiques ou biomasse. La méthanation est l'obtention de méthane à partir d'hydrogène et de CO<sub>2</sub> travers d'un procédé chimique à haute température.





## **Annexe 15 : Fonder l'intégration européenne sur une coopération franco-allemande ambitieuse**

Il peut être intéressant de comparer la stratégie française de son homologue allemande rendue publique également à l'été 2020 :

L'objectif affiché est de « faire de l'Allemagne le leader mondial des technologies de l'hydrogène ». Face aux défis climatiques, et dans le contexte de sortie du nucléaire en 2022 et du charbon en 2038 au plus tard, l'hydrogène vert est considéré comme l'un des « vecteurs d'énergie » essentiels de la transition énergétique, qu'il convient de promouvoir en priorité, notamment en raison des limites de certains procédés industriels pour parvenir à les décarboner. La stratégie est peu détaillée quant au développement des autres sources d'hydrogène (bleu, turquoise) et n'évoque pas l'hydrogène produit à partir d'électricité d'origine nucléaire, alors que les besoins en hydrogène devraient passer de 55 TWh en 2020 à 110 TWh en 2030 et la production d'hydrogène vert de 3 à 17 TWh d'ici 2030 (soit de 5 % à 15 % de la production totale). Ces chiffres sont à revoir très largement à la hausse depuis la récente initiative RePower EU.

Au-delà de la décarbonation de l'économie que le couplage énergie renouvelable – hydrogène doit permettre, la stratégie vise aussi à :

- Développer le **marché intérieur** de l'hydrogène en le rendant plus abordable, afin d'atteindre une masse critique, en particulier dans les secteurs de l'industrie (acier, chimie) et des transports (surtout lourds : l'aviation, le maritime, le train, les bus et poids lourds, mais aussi les véhicules utilitaires/particuliers dans le cadre de flottes commerciales) ;
- Générer des économies d'échelle en développant les technologies liées à l'hydrogène vert, en s'appuyant sur la base industrielle solide, afin que l'industrie reste **compétitive à l'exportation** ;
- Planifier les **infrastructures de transport** et de distribution le plus en amont possible ;
- Anticiper les besoins de formation et renforcer les dotations de la recherche ;
- Influencer **les normes** et les futurs acheteurs de technologies hydrogène étrangers ;
- Nouer des **partenariats avec les possibles futurs pays exportateurs d'hydrogène vert** et importateurs de technologies liées à la production et la chaîne logistique de l'hydrogène (incluant les technologies Power to X).

Si la France n'est pas l'Allemagne et si le choix français de se concentrer dans un premier temps sur la création d'une filière industrielle nouvelle n'est pas contestable, il apparaîtrait souhaitable, dès lors que les projets Importants d'Intérêt Européen Commun – « IPCEI » selon leur acronyme en langue anglaise- sont lancés, de construire une approche commune avec nos partenaires allemands. L'exercice porterait non seulement sur les sujets clés qu'ils abordent dans leur stratégie mais aussi sur un autre thème dont tous avaient sans doute insuffisamment conscience il y a deux ans. Depuis, la guerre contre l'invasion de l'Ukraine par la Russie a montré que le développement de l'hydrogène bleu risquait de créer une nouvelle dépendance au gaz naturel importé de Russie, renforçant du même coup l'impératif de massifier la production d'hydrogène vert. Cette inflexion est très sensible à la lecture des déclarations attachées à RePower EU. Ainsi il apparaît de plus en plus qu'avant même le défi de la massification de la production et de l'usage de l'hydrogène vert, il faudra que la France et l'Allemagne relèvent ensemble un autre défi en amont : **produire suffisamment d'électricité « bas carbone »**. Les chiffres de Repower EU parlent d'eux-mêmes : disposer d'une capacité de 200 GW d'électrolyse d'ici 2030 suppose une capacité de production d'Énergies Renouvelables supplémentaire allant jusqu'à 600 GW, ce qui est hors d'atteinte a) sans faire appel à des moyens de production nucléaires en Europe ET b) sans faire appel à des importations d'H2 décarbonés et de ses dérivés produits hors d'Europe.



Cet impératif devrait conduire chaque partenaire à reprendre le dossier en reconnaissant que seul un « **volontarisme et une humilité partagés** » peuvent permettre de le faire avancer sur la base de l'ambition d'un « co-leadership » équilibré au niveau international. Concrètement :

- Du **côté allemand**, il serait utile que soit reconnue la nécessité pour les pays qui ont fait le choix du nucléaire dans leur mix énergétique- la France mais aussi la plupart des pays d'Europe centrale, que cette composante soit reconnue comme légitime pour produire de l'H2 décarbonée ;
- Du **côté français**, de façon symétrique, qu'il soit admis que des flux d'importations d'hydrogène et de ses dérivés seront nécessaires pour approvisionner les pays ne disposant pas d'assez de ressources nationales. Cela encouragerait du même coup des acteurs français à **se positionner comme acteurs de référence du marché international de l'hydrogène** comme la France a su le faire avec un succès remarquable sur les marchés du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité (par le développement de parcs ENR mais aussi de coopérations industrielles dans le nucléaire). La France compte ainsi trois grands groupes énergétiques, couvrant tout le spectre des chaînes de valeur énergétique, situation sans équivalent en Europe, y compris outre-Rhin. L'émergence d'un marché international de l'hydrogène décarboné est une opportunité à ne pas laisser passer.

Ceci posé, les têtes de chapitre de la stratégie allemande sont pertinentes pour engager un travail commun que nous avons en partie évoqué mais au niveau communautaire :

- Développement d'un marché intérieur de l'hydrogène : **comment organiser les futurs marchés de l'H2**, au regard des expériences acquises sur les marchés de l'électricité et des marchés du gaz (cf Nordpool, EEX et ses filiales : Powernext et EPEXSpot) ? À quelle échéance ? qui les opérera ? comment se feront les références de prix ?
- **Coopérations industrielles : comment les renforcer pour disposer de champions européens – et non pas simplement nationaux- à l'exportation- prenant exemple, sans forcément les copier- sur les expérience d'Airbus et de la récente Alliance européenne pour les batteries.** Ces champions européens seront-ils uniquement de grands groupes mais aussi des PME et ETI ? il est important pour l'Allemagne de prendre conscience que l'hydrogène vert représente pour la France l'une des rares possibilités de revitaliser son industrie après des décennies de déclin. Il est dès lors essentiel que les industriels français puissent accéder au marché allemand. Pourquoi ne pas envisager également que les dispositifs de soutien à l'exportation des deux pays soient mis en commun pour les équipements de la chaîne de valeur de l'hydrogène décarboné, en premier lieu les électrolyseurs <sup>57</sup>?
- **Comment organiser la planification des infrastructures de stockage et de transport**, en incluant dès l'origine trois catégories de pays a priori capables d'en exporter au sein de l'UE, grâce à leurs excédents d'électricité renouvelables mais aussi grâce à leur parc nucléaire : les pays scandinaves<sup>58</sup>, les pays d'Europe orientale<sup>59</sup> et les pays méditerranéens, en particulier l'Espagne, avec son potentiel solaire remarquable. ?
- Comment faire en sorte que les **standards européens** servent de référence au niveau international pour les technologies hydrogène ?
- Comment **mutualiser nos efforts dans le domaine de la « diplomatie de l'hydrogène »** plutôt que de conduire des actions souvent perçues par nos interlocuteurs comme concurrentes ?

---

<sup>57</sup> A ce stade, c'est l'inverse qui est prévu. La France n'a pas encore établi de dispositif de soutien à l'exportation pour les équipements hydrogène, l'Allemagne a déjà attribué une subvention de 8 Millions d'euros à Siemens Energy dans le cadre du projet HIF de production d'e-méthanol dans la région du détroit de Magellan au Chili.

<sup>58</sup> En notant que Finlande et Suède sont des pays dotés de parcs nucléaires & avec une place a part pour la Norvège non-membres de l'UE

<sup>59</sup> En notant que la République tchèque, la Slovaquie, la Roumanie, la Bulgarie, la Slovénie, la Hongrie sont dotés de parcs nucléaires et que la Pologne envisage de s'en doter.





**Le traité d'Aix la Chapelle du 22 janvier 2019 sur la coopération et l'intégration franco-allemande constitue le cadre idéal pour cette nouvelle impulsion commune à donner à l'hydrogène décarboné. Il prévoit déjà le renforcement de la coopération bilatérale de haut niveau en matière d'énergie et de climat.** En réaffirmant un soutien conjoint au Pacte vert pour l'Europe et marquant l'importance de la transition écologique, l'initiative franco-allemande pour la relance européenne face au coronavirus, proposée le 18 mai 2020, avait largement contribué à sa mise en œuvre et au renforcement de l'ambition européenne dans le domaine de la transition climatique.

**Il est possible et souhaitable d'aller plus loin et de mettre l'hydrogène décarboné au cœur de cette coopération bilatérale.** Un premier sommet de l'hydrogène s'est déroulé le 13 octobre 2020 sous la co-présidence d'A.Merkel, E.Macron et U. von der Leyen. Il s'agit de passer désormais à un plan d'actions concrètes sans sous-estimer les difficultés et la tentation de céder aux divergences d'intérêt.

- 0. Ce rapport recommande la création d'une task-force franco-allemande constituée de représentants des Conseils Nationaux de l'Hydrogène des deux pays, dotée d'une feuille de route assortie de moyens d'études et d'un calendrier de mise en œuvre afin de permettre aux ministres en charge de ces sujets dans les deux pays de suivre la progression du plan d'action et de prendre les décisions nécessaires. Cette task-force ne serait pas exclusivement constituée de fonctionnaires des deux États mais aussi de personnalités indépendantes, dotées de solides compétences dans le domaine énergétique.**
- I. Ce socle franco-allemand d'analyses communes doit permettre in fine de créer un effet d'entraînement européen sur quatre thèmes essentiels :**
  - Une définition commune de l'hydrogène bas-carbone et de ses dérivés, et de ses standards tant pour la production que l'importation, permettant le développement maîtrisé de moyens de production renouvelables mais aussi nucléaire pour les pays ayant fait ce choix comme la France. A noter qu'aucun citoyen de l'Union non expert ne peut aujourd'hui suivre l'inflation et la complexité des textes notamment les « actes délégués- relatif à l'hydrogène bas carbone.
  - Des coopérations industrielles intensifiées ouvrant le champ à l'émergence de plusieurs champions industriels européens sur les technologies clefs de l'électrolyse, des piles à combustibles et de leurs composantes ;
  - Une réflexion partagée sur l'évolution des grandes infrastructures énergétiques nécessaires qu'il s'agisse dans un premier temps de Gaz Naturel puis d'hydrogène (choix des hubs ; calendrier pour les interconnexions entre les hubs ; mécanismes de solidarité sur les stockages stratégiques ; ports d'importation...)
  - Un alignement des intérêts et des initiatives autour de la diplomatie de l'hydrogène en amont de la création des partenariats en préparation avec la région du Golfe, avec le Japon et avec l'Ukraine ainsi que pour la mise en place de la « Global European Hydrogen Facility ».



## Annexe I6 : Les couleurs de l'hydrogène

### L'arc-en-ciel de l'hydrogène : ses différentes voies de production, son empreinte carbone et sa terminologie

	Couleur	Technologie	Source d'énergie ou d'électricité	Empreinte carbone <sup>1</sup>	Terminologie <sup>2</sup>
Production via biomasse	Hydrogène vert	Thermolyse	Biomasse	Basse (< 3 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> )	Hydrogène renouvelable
	Hydrogène vert	Vaporeformage	Biométhane	Basse (< 3 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> )	Hydrogène renouvelable
Production via l'électricité	Hydrogène vert	Electrolyse de l'eau	Solaire, éolienne, hydroélectricité	Minimale (< 2 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> )	Hydrogène renouvelable
	Hydrogène rose		Nucléaire	Minimale (< 2 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> )	Hydrogène bas-carbone
	Hydrogène jaune		Réseau électrique (FR)	Basse (< 3 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> )	Hydrogène bas-carbone
Production via les énergies fossiles	Hydrogène bleu	Vaporeformage Gazéification	Gas naturel Charbon + CCUS	Basse (< 3 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> )	Hydrogène bas-carbone
	Hydrogène turquoise	Pyrolyse	Gaz naturel	Noir de carbone (co-produit)	/
	Hydrogène gris	Vaporeformage		Elevée (~ 11 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> )	Hydrogène carboné
	Hydrogène marron	Gazéification	Lignite	Très élevée (> 20 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> )	Hydrogène carboné
	Hydrogène noir		Charbon bitumineux	Très élevée (> 20 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> )	Hydrogène carboné

<sup>1</sup> Méthode d'évaluation des émissions de GES en périmètre well-to-gate incluant le scope 1, le scope 2 et le scope 3 « amont ».

<sup>2</sup> En reprenant la terminologie légale introduite à l'article L811-1 du code de l'énergie.

(Source : France Hydrogène)

