

# La course à l'hydrogène décarboné : une nouvelle compétition énergétique globale

## Recherches & Documents

N°7/2020

Nicolas Mazzucchi

Chargé de recherche, Fondation pour la recherche stratégique

Annabelle Livet

Assistante de recherche, Fondation pour la recherche stratégique

Juillet 2020

## Résumé

L'hydrogène est progressivement devenu ces dernières années une solution technologique de plus en plus valorisée dans l'optique des transitions énergétiques, un peu partout sur la planète. Permettant de mieux répondre que les batteries à de nombreux enjeux de stockage (volume, durée, déconnexion des réseaux), l'hydrogène est aujourd'hui au cœur des initiatives de recherche publiques et privées des grandes puissances.

Toutefois, un certain nombre de défis technologiques demeurent ouverts, en particulier dans la perspective de ces transitions qui promeuvent avant tout les technologies non émettrices de gaz à effet de serre. Ainsi, la production d'hydrogène, qui est aujourd'hui très majoritairement issue des hydrocarbures (gaz et charbon), doit profondément évoluer pour permettre de répondre à l'impératif d'équilibre entre sécurité énergétique et préservation de l'environnement. Pour passer de cet hydrogène « brun » à un hydrogène plus vertueux, plusieurs voies existent. Plus radicale, mais aussi plus chère et moins mature, est celle de l'hydrogène « vert », produit à partir d'eau. Plus immédiatement rentable, mais aussi plus difficile à gérer sur le plan environnemental, est l'hydrogène « bleu », issu des hydrocarbures mais avec une séquestration du CO<sub>2</sub>. Au-delà de l'enjeu de la production, ceux du stockage (gazeux, liquide, solide), du transport (gazoducs dédiés, injection dans les réseaux existants, etc.) et des usages sont tout autant complexes, nécessitant une approche intégrée.

S'en suit une véritable course technologique internationale, où la quasi-totalité des grandes économies mondiales sont mobilisées pour réaliser en premier non seulement des solutions économiquement viables, mais aussi une capacité normative globale ou régionale. Entre des stratégies fondées sur la mobilisation de la base industrielle nationale et celles plus ouvertes sur les partenariats transnationaux, tout un éventail se dessine, où la Chine, par son implication et les moyens mis en œuvre, semble en mesure de prendre une avance certaine, voire décisive.

D'autres technologies émergentes – à très faible niveau de maturité – sont également à considérer dans le cadre du futur développement de l'hydrogène, celui-ci ayant *in fine* la possibilité de devenir un élément clé de l'ensemble du secteur énergétique, partout sur la planète.

## Executive summary

Over the past years, hydrogen has become a technological solution considered as a game changer for energy transitions internationally. Having better characteristics than batteries regarding storage issues (life-time, volume, off-grid storage), hydrogen is now a core of public and private R&D policies and strategies. Its importance is underlined in several white papers and strategic plans all over the world.

Yet, a large number of technical challenges remain open, especially regarding the energy transitions, those being oriented towards low-emitting technologies. Hydrogen production nowadays is mostly made from hydrocarbon (coal, methane) and has to evolve deeply to

become able to balance between environmental preservation and energy security. To move from this brown hydrogen to a more virtuous one, several technological paths are considered. More expensive, yet more efficient in terms of climate, a green hydrogen could be produced from water, mostly with electrolysis or thermolysis. Having a better profitability, yet less efficient regarding the environment, a blue hydrogen made from hydrocarbon with carbon capture could be envisaged. Beyond production, issues are also open in terms of storage (gaseous, liquid or solid state), transportation (dedicated pipeline networks or through existing gas pipelines mixing hydrogen with natural gas) and uses. Those are as challenging as production is, requiring an integrated strategy.

As a consequence, a global race is occurring, with almost all major powers involved aiming at being the first to achieve economically profitable technologies, but also reaching a normative capability, regionally or globally. Some strategies revolve around the mobilization of national industrial bases with purely national subsidies, whereas other are based on transnational cooperation. In this framework, China, due to its will and investments, seems to be able to create an important – potentially decisive – gap with its competitors.

Other emerging technologies – with a very low readiness level – are also to be considered for the future of hydrogen. This gas is having the possibility to transform the whole energy sector and is a key element in the global competition of energy technologies.

## SOMMAIRE

|   |           |
|---|-----------|
| <b>RESUME</b> .....   | <b>1</b>  |
| <b>EXECUTIVE SUMMARY</b> .....  | <b>1</b>  |
| <b>LA COURSE A L'HYDROGENE DECARBONE</b> .....                        | <b>5</b>  |
| <b>INTRODUCTION</b> .....   | <b>5</b>  |
| <b>1. L'HYDROGENE DANS LE CONTEXTE D'EFFICACITE ENERGETIQUE</b> ..... | <b>6</b>  |
| <b>1.1. La problématique du stockage d'énergie</b> .....              | <b>6</b>  |
| <b>1.2. L'intégration au sein des systèmes existants</b> .....        | <b>8</b>  |
| <b>1.3. Avantages et inconvénients de l'hydrogène</b> .....           | <b>10</b> |
| 1.3.1. Centralisé ou décentralisé ?.....                              | 13        |
| <b>1.4. L'enjeu majeur : l'hydrogène décarboné</b> .....              | <b>14</b> |
| 1.4.1. Le biohydrogène est-il vert ?.....                             | 17        |
| <b>2. LES PRINCIPALES STRATEGIES MONDIALES</b> .....                  | <b>19</b> |
| <b>2.1. Allemagne</b> .....   | <b>19</b> |
| <b>2.2. Chine</b> .....   | <b>24</b> |
| 2.2.1. Les projets nucléaires .....                                   | 27        |
| <b>2.3. Corée du Sud</b> .....  | <b>28</b> |
| <b>2.4. Etats-Unis</b> .....  | <b>30</b> |
| <b>2.5. France</b> .....  | <b>34</b> |
| <b>2.6. Japon</b> .....   | <b>36</b> |
| <b>2.7. Pays-Bas</b> .....  | <b>39</b> |
| <b>2.8. Union européenne</b> .....                                    | <b>41</b> |
| <b>3. EVOLUTIONS POTENTIELLES ET TECHNOLOGIES EMERGENTES</b> .....    | <b>45</b> |
| <b>3.1. Le couple hydrogène-nucléaire</b> .....                       | <b>45</b> |
| <b>3.2. Autres enjeux technologiques majeurs</b> .....                | <b>48</b> |
| 3.2.1. Production .....   | 48        |
| 3.2.2. Stockage et transport.....                                     | 49        |
| <b>CONCLUSION</b> .....   | <b>51</b> |

# La course à l'hydrogène décarboné

---

## Introduction

Le contexte de la lutte contre les changements climatiques impose une profonde refonte des systèmes énergétiques mondiaux en vue de réduire drastiquement les émissions de gaz à effet de serre. L'équation historique d'équilibrage entre la production et la consommation énergétique – qui, dans le cas de l'électricité, nécessite une parité simultanée – doit ainsi être repensée pour éviter de nombreux gaspillages qui ont un effet important sur l'environnement. Au-delà de cette question des pertes se pose également celle de l'efficacité de la production, du transport et de la consommation, elle-même axe de réduction des effets climatiques potentiellement majeur.

Cette importance donnée aux enjeux d'efficacité a pour corolaire le besoin de s'appuyer sur de nouvelles technologies qui permettent d'améliorer les rendements de production, de limiter les pertes sur les réseaux et de permettre des usages plus importants. Dans ces questions technologiques qui concernent de nombreux secteurs, la problématique du stockage d'énergie tend depuis un peu moins d'une décennie à devenir un axe majeur tant de recherche industrielle que de compétition internationale. En effet, l'une des caractéristiques de l'énergie est que, le plus souvent, elle se stocke mal. A l'exception du charbon, du pétrole – ce qui explique également l'importance de ces deux hydrocarbures dans l'économie et les relations internationales depuis le XIX<sup>e</sup> siècle –, et, dans une certaine mesure, du combustible nucléaire, l'énergie demeure un actif volatil. En effet, le gaz naturel demande des efforts technologiques et économiques importants pour être stocké efficacement, en particulier sous forme liquide ; quant à l'électricité, l'impossibilité de la stocker en grands volumes est l'un de ses principaux déterminants.

Aboutir à une rupture technologique – qui soit également efficiente économiquement – dans le domaine du stockage d'énergie reviendrait ainsi à modifier en profondeur les équilibres énergétiques nationaux, régionaux et même mondiaux en limitant la vision d'un flux tendu. C'est pourquoi les grandes entreprises de l'énergie – ainsi que d'autres domaines comme l'automobile, la construction navale, la défense ou l'aéronautique – se sont lancées depuis de nombreuses années dans la recherche et le développement de solutions, avant tout pour du stockage électrique, en particulier sous la forme de batteries.

Toutefois, au-delà de cet enjeu pur de l'électricité, une problématique plus vaste se dessine. En effet le lien entre énergie et climat ne se réalise pas exclusivement au travers de la production électrique, même si celle-ci y joue un rôle important. Il importe ainsi de regarder de manière plus vaste les questions énergétiques, en y incluant en particulier le transport,

pour permettre d'aboutir à des réductions massives de l'empreinte environnementale. En ce sens, la vision d'un stockage d'énergie qui puisse servir tant à l'électricité qu'à d'autres domaines s'impose depuis quelques années comme un enjeu complétant et dépassant celui des batteries. Parmi les technologies permettant d'offrir un rendement acceptable, tout en ayant cette capacité de stockage énergétique non immédiatement électrique, l'hydrogène fait, *a priori*, figure de choix évident. Utilisé industriellement depuis de nombreuses années, dans l'industrie des hydrocarbures en particulier, le procédé de fabrication de l'hydrogène est bien connu et maîtrisé par un certain nombre d'entreprises.

La production massive de dihydrogène permettrait ainsi de disposer d'une source d'énergie dont le rendement est bien meilleur que celui des batteries existantes, qui, en tant que gaz, se stocke plus facilement que l'électricité et qui, enfin, permettrait d'alimenter tant des centrales que des véhicules. De nombreuses questions demeurent cependant ouvertes concernant son usage à grande échelle dans des systèmes énergétiques locaux, nationaux ou transnationaux. Seule la résolution de celles-ci, sans parler de la limitation de l'empreinte environnementale de la production industrielle de ce gaz, permettra de développer massivement l'utilisation de l'hydrogène dans les systèmes énergétiques.

Face à ces enjeux, et en prévision des bouleversements énergétiques et économiques potentiels, les principales puissances – ainsi que de nombreuses grandes entreprises actives dans des secteurs variés – se sont lancées dans la course mondiale à l'hydrogène ; le plus décarboné possible. La variété des stratégies et des moyens mis en œuvre dessine un paysage politico-industriel en formation qui pourrait se révéler comme le fondement du secteur énergétique du XXI<sup>ème</sup> siècle.

## 1. L'hydrogène dans le contexte d'efficacité énergétique

Les transitions énergétiques en cours au sein de l'ensemble des principales économies mondiales, avec des rythmes et des ambitions différents, induisent des transformations importantes des secteurs énergétiques nationaux. Sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie, depuis la production à la consommation en passant par le transport, des évolutions sont en cours afin de modifier profondément l'empreinte environnementale du secteur. Dans ce contexte, le stockage de l'énergie est l'un des principaux axes de développement technologique pour répondre à de multiples défis.

### 1.1. La problématique du stockage d'énergie

L'un des plus grands enjeux de l'efficacité énergétique aujourd'hui identifiés est le stockage d'énergie en grand volume sur un temps moyen ou long. En effet, stocker l'énergie, c'est offrir la possibilité de séparer les espace-temps de la production et de la consommation. Jusqu'ici, les hydrocarbures – pétrole et charbon principalement – avaient comme avantage majeur de permettre cette vision du stock par leur facilité à être entreposés et utilisés. Au contraire, l'un des principaux défauts de l'électricité est justement lié au stockage. Pour le moment, l'une des principales caractéristiques de l'électricité est son impossibilité de stockage – sauf dans des volumes faibles – et son incapacité à être transportée sur de

longues distances. En prenant en compte le besoin d'électrification des sociétés partout sur la planète – pour des raisons liées à l'évolution des secteurs économiques et des modes de vie – ainsi que la nécessité de sortir, autant que faire se peut, des ressources fossiles, il apparaît que cet enjeu d'un nouveau type de stockage est extrêmement prégnant.

La question des batteries électriques répond partiellement à cette question mais les technologies actuelles de batteries – lithium-ion à phase liquide pour la plus répandue – sont d'importantes consommatrices de métaux stratégiques et disposent le plus souvent d'une empreinte carbone assez mauvaise sur l'ensemble de leur cycle de vie. La géopolitique du lithium, mais aussi du cobalt dans ce cas, est marquée par une prééminence des acteurs chinois, qui induit un parallèle certain avec le cas des énergies renouvelables en termes de dépendance. Il faut également prendre en compte l'enjeu du développement de nouvelles ressources dans ces deux métaux qui doit respecter à la fois un calendrier certain – il faut dix à vingt ans pour ouvrir une nouvelle mine – et des contraintes environnementales fortes, en particulier dans les salines de lithium. En outre, la performance énergétique des batteries tend à se détériorer au fur et à mesure des cycles de charge-décharge, ce qui impose leur remplacement fréquent. Dans ce contexte, les travaux entrepris sur le stockage d'électricité achoppent sur plusieurs points liés tant aux problèmes de souveraineté et d'approvisionnement en matières premières que de pérennité de la solution industrielle<sup>1</sup>.

En outre, les batteries disposent d'une densité énergétique qui demeure relativement limitée lorsqu'on la compare à d'autres matériaux énergétiques. Une batterie lithium-ion a une densité énergétique comprise entre 1 et 3 MJ/l tandis que le pétrole brut atteint les 37 MJ/l et l'uranium dépasse les 1 500 000 MJ/l. Même si les travaux avancent rapidement sur les nouveaux modèles de batterie (sodium, aluminium-eau, lithium-air, etc.), les densités proposées demeurent faibles et majoritairement adaptées à des usages de type domestique (appareils de télécommunication, maisons individuelles, véhicules personnels) ou d'appoint. De plus, les batteries stockant de l'électricité, il faut également prendre en compte le coût – économique et environnemental – de la production électrique, différencié selon les territoires. Il y a donc une nécessité de disposer d'autres technologies de stockage énergétique qui puissent répondre à plusieurs impératifs : volume, coût, facilité de déploiement, pérennité.

L'hydrogène répond à plusieurs de ces critères de manière intéressante. D'une part, il s'agit ici de stocker de l'énergie et pas de l'électricité, ce qui implique de pouvoir utiliser l'hydrogène dans divers contextes, sans avoir à recourir de manière immédiate à un système électrique, même si l'hydrogène s'avèrerait très intéressant dans ce cadre. Ainsi, pas besoin de prévoir un stockage qui soit raccordé à un réseau ; celui-ci peut donc être produit et stocké sur des sites dédiés – et donc protégés – qui ne soient pas immédiatement à proximité des nœuds de réseau électrique, rendant l'hydrogène intéressant aussi en termes de sécurité globale. La protection des infrastructures peut ainsi être différenciée de celle du système électrique en général, permettant de moduler et d'adapter les mesures de protection suivant la criticité. La flexibilité de l'hydrogène apparaît donc intéressante sur plusieurs points, même s'il faut penser de manière plus approfondie que pour les batteries son intégration dans les systèmes actuels.

---

<sup>1</sup> N. Mazzucchi, « [Transition énergétique et numérique, la course mondiale au lithium](#) », *Recherches & Documents*, FRS, n° 5/2018, 6 mars 2018.

## 1.2. L'intégration au sein des systèmes existants

Considérer cet enjeu, c'est prendre en compte les différentes phases de la chaîne de valeur de l'hydrogène – production, stockage, transport et utilisation – pour évaluer finement les déterminants de cette intégration. S'agissant de la production, il est avant tout nécessaire de considérer les deux grandes origines de l'hydrogène industriel, à savoir depuis les hydrocarbures – méthane notamment – et depuis l'eau, les deux présentant des contraintes et des atouts différents.

A l'heure actuelle, et depuis plusieurs décennies déjà, l'hydrogène est un sous-produit pétrochimique issu de différents hydrocarbures, dont le pétrole et le gaz. Le craquage de la molécule d'hydrocarbure par divers procédés chimiques est ainsi le mode le plus courant qui, en termes stratégiques, impose les mêmes contraintes que dans les industries pétrochimiques en général, à savoir un accès aux matières premières, une maîtrise de la technologie de production et une empreinte environnementale certaine. Cette approche peut néanmoins être adaptée aux combustibles biomasse et aux microalgues, sous la forme d'une conversion biochimique qui reprend à peu près les mêmes déterminants stratégiques.

L'autre grande voie explorée est celle de l'électrolyse de l'eau, qui implique une électrification importante afin de disposer de l'énergie nécessaire pour réformer la molécule d'eau et en dissocier les composants. En termes de production – le procédé est ici appelé de manière générique *power-to-gas* ou *power-to-hydrogen* –, la flexibilité est ici plus grande puisque des sources d'énergie variées peuvent être utilisées à cette fin, fossiles ou non. La surproduction électrique des énergies renouvelables y trouverait d'ailleurs un débouché intéressant, à condition, dans ce cas, qu'il y ait une intégration des dispositifs de production d'hydrogène dans les réseaux électriques de manière plus poussée que dans l'hypothèse de production par hydrocarbures ou biomasse.



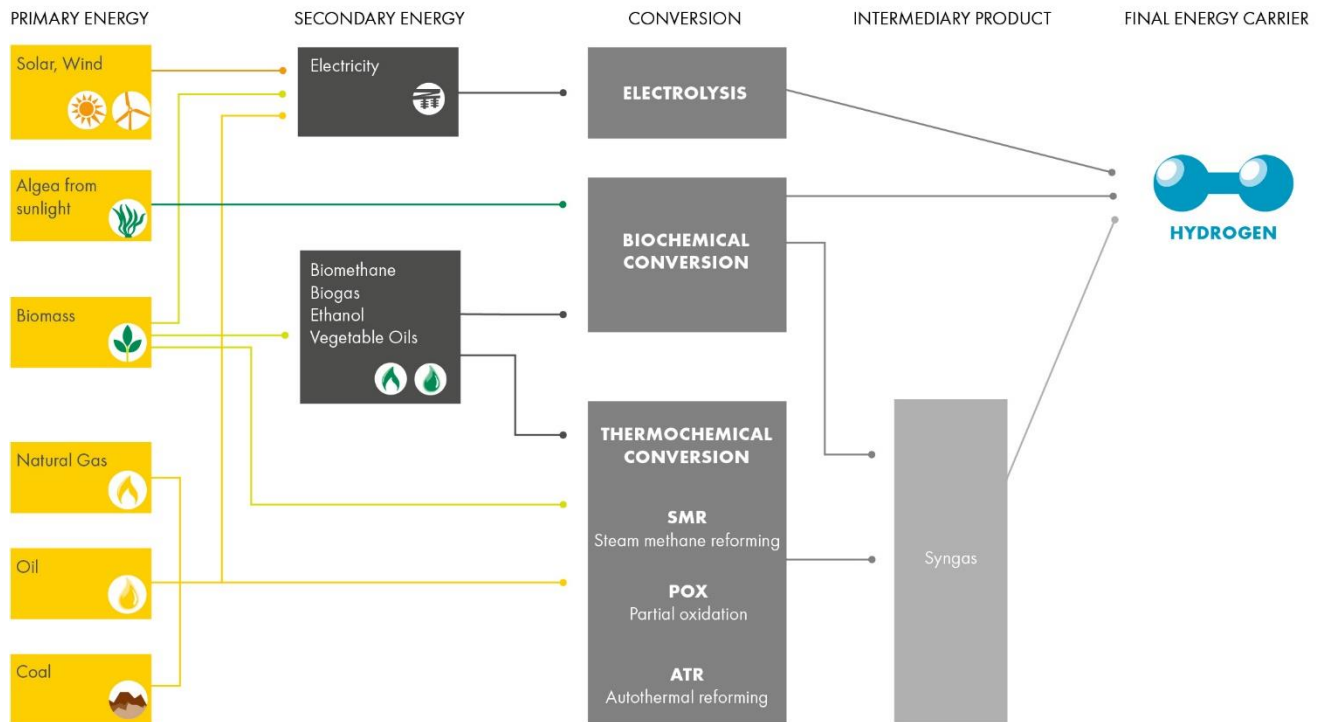


Figure 1 : Différentes solutions technologiques pour la production d'hydrogène (source : Shell)

Au-delà de la production, l'enjeu de l'utilisation est tout aussi important puisque l'hydrogène permet une certaine flexibilité. En ce qui concerne la transition des systèmes électriques, en particulier en Europe, l'hydrogène pourrait se révéler un système de stockage de l'énergie intermédiaire, qui répondrait aux contraintes d'intermittence des énergies renouvelables en permettant une production continue, même en l'absence de vent ou de soleil. D'ailleurs, cela pourrait donner lieu à une boucle de production depuis les renouvelables vers la consommation électrique finale. Il s'agit ainsi d'obtenir un système *power-to-hydrogen-to-power* qui permette une plus grande flexibilité du système électrique<sup>2</sup>. Au-delà même de la question *hydrogen-to-power*, l'hydrogène pourrait également être utilisé directement comme carburant au travers d'une pile à combustible, ce qui le rend également intéressant dans l'optique de l'évolution des mobilités, à condition, bien évidemment, de résoudre les problèmes liés à la sécurité du stockage.

En France et au Japon notamment, la mobilité hydrogène fait partie des grandes pistes de travail. La SNCF, en particulier, a lancé la commande auprès d'Alstom de trains à hydrogène suivant de quelques mois l'exemple allemand. Ces trains, qui seront opérationnels en 2022, sont destinés avant tout à remplacer des unités diesel sur des voies peu ou pas électrifiées<sup>3</sup>. En ce sens, l'hydrogène apporte une solution intéressante de substitution des hydrocarbures, pour autant toutefois que la chaîne logistique de production et

<sup>2</sup> A condition que l'efficacité de conversion d'un élément vers l'autre soit suffisamment bonne, ce qui est l'un des enjeux actuels de R&D.

<sup>3</sup> Communiqué du 18 février 2020, « [SNCF accélère le déploiement du train à hydrogène](#) ».

d'acheminement de l'hydrogène vers les trains soit elle aussi engagée dans une certaine transition bas carbone.

Cependant, contrairement aux affirmations de certains, il semble compliqué de faire de l'hydrogène une sorte de « carburant du XXI<sup>ème</sup> siècle », pour des raisons qui sont à la fois techniques et économiques.

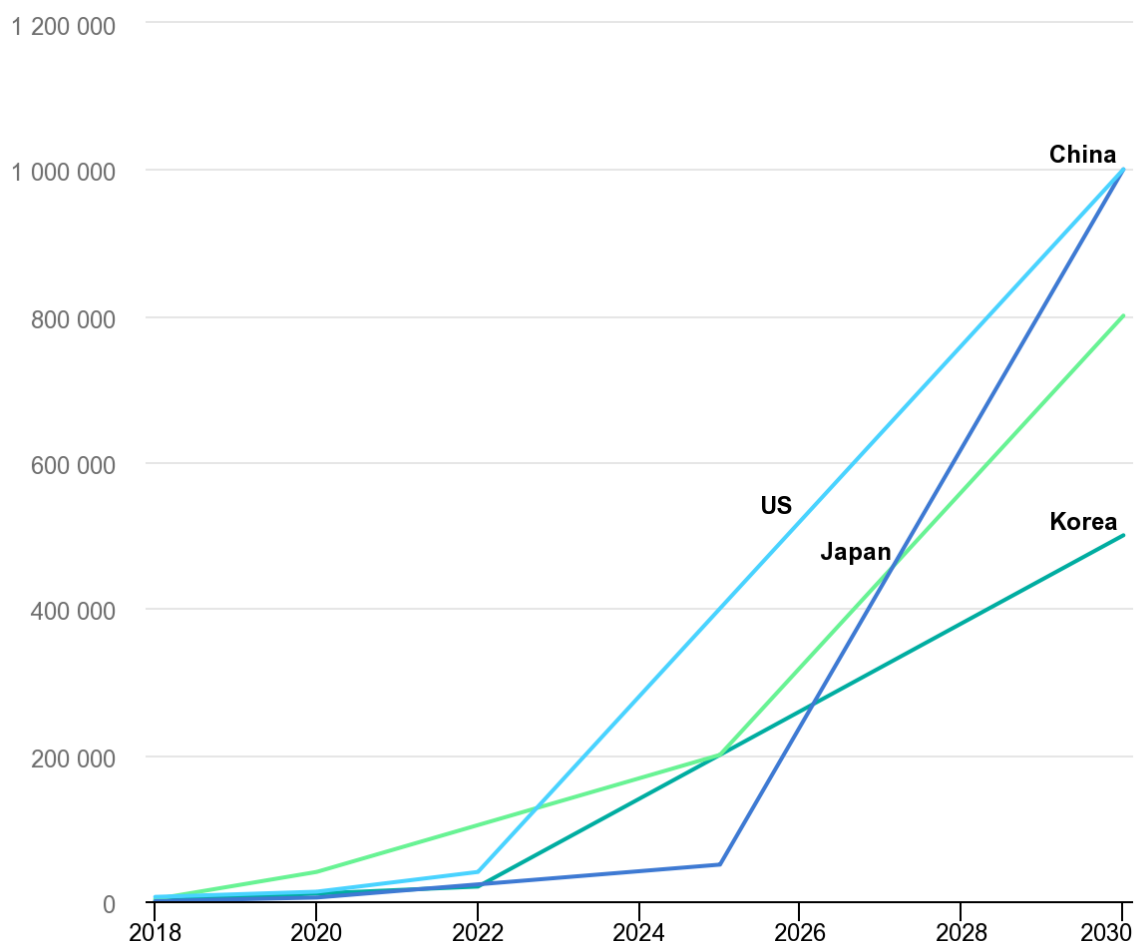


Figure 2 : Cibles nationales de déploiement de véhicules à hydrogène (source : AIE)

### 1.3. Avantages et inconvénients de l'hydrogène

L'avantage principal de l'hydrogène sur d'autres systèmes de stockage d'énergie est sa flexibilité, avec une double utilisation potentielle comme stockage d'énergie et comme carburant, à laquelle il faut ajouter sa capacité à être transporté, avec les précautions qui s'imposent. Comme mentionné précédemment, il s'agit là d'une différence majeure avec les batteries ou les systèmes fixes de stockage d'énergie – comme les STEP par exemple – puisque l'hydrogène a, par essence, un côté transportable. Dans une vision multi-énergies et

multi-utilisations, l'hydrogène se rapproche, par cet aspect, du pétrole, avec la capacité de servir de source d'électricité et de carburant. Toutefois, le grand avantage du pétrole est son côté « liquide » – tant physiquement qu'économiquement –, qui lui permet d'être envisagé de manière plus universelle. En effet, la conservation et le transport de l'hydrogène sont, en l'état des processus industriels existants, des opérations complexes et donc coûteuses.

L'enjeu de la sécurité du stockage – y compris lors du transport – pèse fortement en ce qui concerne l'hydrogène, au risque de le réduire à une solution marginale, comme ce fut le cas du GPL (gaz de pétrole liquéfié)<sup>4</sup>. Il s'agit pour l'instant d'une barrière majeure à l'utilisation de l'hydrogène dans un certain nombre de conditions, en particulier pour le transport aérien. De la même manière que pour le gaz naturel, l'hydrogène peut s'envisager sous forme gazeuse ou liquide<sup>5</sup> et, il partage avec le gaz naturel un certain nombre de déterminants industriels et stratégiques liés à l'une ou l'autre de ces formes. Au sein de la palette des enjeux techniques liés à l'hydrogène émerge la question du transport et du stockage qui pourrait se révéler à terme bien plus problématique que celle de la production, qui, pour le moment, concentre la majorité des attentions.

Les enjeux physiques traditionnels de l'hydrogène, en particulier sa propension à corroder les métaux, sont également des freins importants à son développement à grande échelle. Le développement de réseaux d'hydrogène – à l'image des réseaux de gaz naturel locaux, nationaux et transfrontaliers – ne pourrait se faire qu'à l'expresse condition de résoudre cette problématique. Les ambitions de certains pays de devenir des *hubs* régionaux de l'hydrogène, comme c'est le cas, par exemple, des Pays-Bas, impliquent des efforts particuliers en ce sens, notamment au travers de la mise au point d'alliages spécifiques au coût supportable<sup>6</sup>. Diverses solutions existent, le plus souvent sans recours aux métaux avec des polymères renforcés ou non de fibres de carbone.

Une autre solution, moins coûteuse, serait le mélange hydrogène-gaz naturel avec utilisation des réseaux actuels de gazoducs pour le transport. Toutefois, deux problèmes se posent à cet égard : d'une part, la proportion de mélange – relativement faible en hydrogène (5 à 15 % selon une étude du laboratoire public américain NREL)<sup>7</sup> – pour éviter les phénomènes de corrosion ; d'autre part, le besoin de disposer à l'arrivée de dispositifs de séparation hydrogène-gaz naturel, qui demandent une refonte partielle des réseaux tels qu'ils existent aujourd'hui. Cette solution présenterait néanmoins l'avantage de permettre l'utilisation des réseaux existants, car la construction d'un réseau étendu de pipelines dédiés à l'hydrogène serait particulièrement coûteuse. A titre d'exemple, le territoire des Etats-Unis, le mieux équipé en pipelines hydrogène, ne compte qu'environ 2 500 km de pipelines dédiés contre environ 290 000 km de gazoducs. L'investissement serait donc particulièrement important dans l'hypothèse de la construction d'un réseau dédié.

---

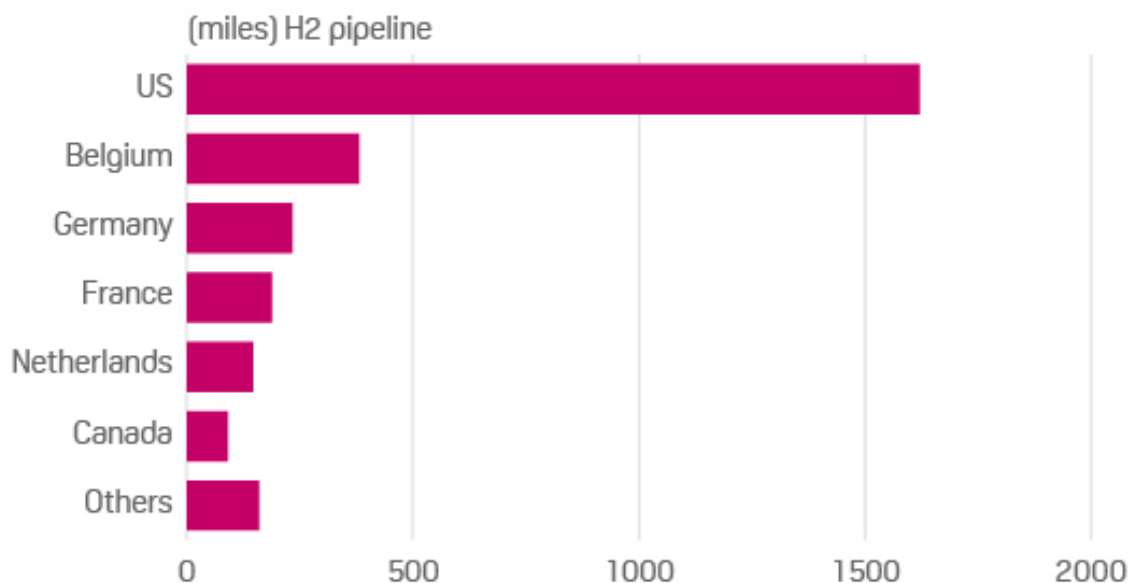
<sup>4</sup> Les risques d'explosion du GPL – avec des cas documentés – ont fortement limité son emploi dans le domaine du transport, malgré des avantages environnementaux et économiques certains par rapport à l'essence ou au diésel.

<sup>5</sup> Voire solide ; voir *infra*.

<sup>6</sup> Pour l'instant, les pipelines dédiés à l'hydrogène construits en métal font appel à de l'acier inoxydable pour éviter les phénomènes de corrosion.

<sup>7</sup> N. Melaina, O. Antonia, M.Penev, *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues*, NREL, Denver, 2015.

## GLOBAL LENGTH OF HYDROGEN PIPELINES\*



\*2016 data

Source: US DOT, HyARC, S&P Global Platts Analytics

Figure 3 : Longueur des réseaux de pipelines dédiés à l'hydrogène à travers le monde (source : S&P Platts)

La question de l'hydrogène liquide (LH2) se pose également pour certaines applications. Celui-ci dispose de caractéristiques proches du gaz naturel liquéfié (GNL), en particulier sur le besoin de refroidissement à très basse température (-162° C pour le GNL, -253°C pour le dihydrogène). En outre, comme pour le GNL, l'hydrogène liquéfié pose la question de la rentabilité énergétique puisque le maintien à très basse température n'est pas neutre, nécessitant un refroidissement constant. L'hydrogène liquéfié est principalement utilisé dans l'industrie aérospatiale, comme carburant de fusées notamment, ce qui, au regard des besoins, limite la pertinence de la question de la rentabilité énergétique. Cependant, concernant l'opportunité d'utiliser l'hydrogène liquide pour d'autres applications – y compris pour du stockage énergétique, de la même manière que le GNL –, cette même question se pose fortement. Sa densité énergétique, qui est deux fois plus grande que celle de l'hydrogène sous forme comprimée, peut s'avérer particulièrement intéressante dans des applications où la question de l'espace de stockage est importante, comme c'est le cas pour le transport (voitures, avions, etc.).

En termes de sécurité, l'hydrogène liquide est non seulement très inflammable et pose des risques d'explosion certains, comme l'hydrogène gazeux, mais il est également dangereux pour les êtres vivants eu égard à sa température. Des précautions encore plus grandes qu'avec l'hydrogène gazeux s'imposent donc. Il existe dans ce contexte une possibilité importante de limitation de l'emploi de l'hydrogène liquide à des applications très spécifiques, loin du grand public. La plupart des constructeurs automobiles ont ainsi fait le

choix de l'hydrogène comprimé, plus sûr même si moins intéressant énergétiquement que l'hydrogène liquéfié.

### **1.3.1. Centralisé ou décentralisé ?**

Au-delà de la question des avantages et inconvénients tout au long de la chaîne de valeur, se pose également celle de l'appréhension territoriale de l'hydrogène, en particulier en Europe. Les transitions énergétiques étant aussi des transitions vers une décentralisation plus prononcée, cette question est également ouverte dans la production, le transport et l'utilisation de l'hydrogène, en particulier eu égard à certains déterminants déjà mentionnés comme la faible couverture des pipelines dédiés.

Ainsi, la problématique pourrait se résumer à choisir entre une vision centralisée de la production avec, comme corolaire, la nécessité de penser une architecture de réseaux dédiés importante et, parfois, transnationale puisque les centres de production ne coïncideraient pas avec ceux de consommation, et une autre – décentralisée. Dans la première approche, les déterminants techno-politiques de l'hydrogène seraient proches, pour ne pas dire quasi identiques, à ceux du gaz naturel aujourd'hui. D'ailleurs, un tel scénario s'appliquerait bien dans le contexte d'une production d'hydrogène à partir d'hydrocarbures. Cela induirait également dans certains cas, au sein de l'Union européenne en particulier, une adéquation entre les règles juridiques appliquées à l'hydrogène et celles du gaz naturel, notamment sur l'accès des tierces parties aux conduites transnationales, le découplage entre activités de production et de transport, etc.<sup>8</sup> Dans une telle vision, l'enjeu serait de disposer d'un réseau transnational solide, apte à proposer une forme de solidarité continentale. Au niveau européen, la question mérite d'être posée puisqu'elle aurait l'avantage de permettre d'insérer l'hydrogène dans la politique européenne gazière, en particulier au niveau de la solidarité transnationale comme du financement des infrastructures communautaires *via* le mécanisme des Projets d'intérêt commun.

Une autre approche existe également, qui prend en compte de manière plus forte les contraintes techniques actuelles, celle de la production/utilisation locale de l'hydrogène, le plus souvent en complément des énergies renouvelables, elles-mêmes fortement décentralisées. Il s'agirait ici de penser une approche territoriale avec de multiples unités de production de petite taille, où l'hydrogène serait un relais de stockage d'énergie et de compensation de l'intermittence de production de ces mêmes renouvelables. Cette vision est plus proche du concept de « Communautés locales de l'énergie » tel que proposé par la Commission européenne en 2016 et adopté en 2019 au travers du Clean Energy for all Europeans Package<sup>9</sup>. Identiquement, une vision régionalisée de l'enjeu hydrogène se fait jour dans les pays disposant d'une culture de décentralisation économique. Le Japon, par exemple, où les départements disposent d'une capacité économique relative, tend ainsi à encourager les initiatives locales, y compris aux fins de développement de certaines parties de son territoire.

---

<sup>8</sup> La réglementation européenne en ce sens est particulièrement développée, avec notamment les directives 96/92 et 2003/55 sur la concurrence dans les secteurs gaziers nationaux.

<sup>9</sup> Texte du Clean Energy for all Europeans : [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en)

|                                     | Gaseous state               |                         |                              |                        | Liquid state                       |                             |                             | Solid state               |
|-------------------------------------|-----------------------------|-------------------------|------------------------------|------------------------|------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|
|                                     | Salt caverns                | Depleted gas fields     | Rock caverns                 | Pressurized containers | Liquid hydrogen                    | Ammonia                     | LOHCs                       | Metal hydrides            |
| Main usage (volume and cycling)     | Large volumes, months-weeks | Large volumes, seasonal | Medium volumes, months-weeks | Small volumes, daily   | Small - medium volumes, days-weeks | Large volumes, months-weeks | Large volumes, months-weeks | Small volumes, days-weeks |
| Benchmark LCOS (\$/kg) <sup>1</sup> | \$0.23                      | \$1.90                  | \$0.71                       | \$0.19                 | \$4.57                             | \$2.83                      | \$4.50                      | Not evaluated             |
| Possible future LCOS <sup>1</sup>   | \$0.11                      | \$1.07                  | \$0.23                       | \$0.17                 | \$0.95                             | \$0.87                      | \$1.86                      | Not evaluated             |
| Geographical availability           | Limited                     | Limited                 | Limited                      | Not limited            | Not limited                        | Not limited                 | Not limited                 | Not limited               |

Source: BloombergNEF. Note: <sup>1</sup> Benchmark leveled cost of storage (LCOS) at the highest reasonable cycling rate (see detailed research for details). LOHC – liquid organic hydrogen carrier.

Figure 4 : Analyse du coût des différentes options de stockage (source : Bloomberg)

Dans cette opposition relative entre une vision centralisée et une approche plus locale, le choix sera sans doute fait suivant la priorité donnée à l'utilisation finale de l'hydrogène ainsi qu'à son mode de production. Les usages par essence locaux, comme la mobilité, pourraient permettre un développement plus rapide des petites structures de production régionales alors qu'au contraire, un stockage d'énergie pour alimenter un réseau électrique de niveau national orienterait davantage vers une approche centralisatrice. De même, les technologies de production liées aux énergies renouvelables ont tendance à offrir des volumes de production plus adaptés pour un petit nombre de consommateurs, alors que certaines technologies offrent, *a priori*, des opportunités à plus grande échelle. Toutefois, au-delà de ces questions liées à l'échelle, l'une des principales interrogations demeure celle de la capacité, dans un horizon temporel relativement court – de l'ordre d'une dizaine d'années – de produire un hydrogène décarboné dans des volumes suffisants pour que celui-ci puisse avoir un vrai impact sur la performance environnementale des systèmes énergétiques.

#### 1.4. L'enjeu majeur : l'hydrogène décarboné

De fait l'un des principaux enjeux actuels de l'hydrogène tient à son mode de production. Deux grandes orientations se dégagent. D'une part, la production d'hydrogène par reformage des hydrocarbures, notamment du gaz naturel (méthane). Ce mode de production présente l'avantage d'être le plus simple – donc le plus économique – et ne nécessiterait pas de transformation majeure des capacités actuelles de production, tout au plus leur multiplication. Les acteurs qui maîtrisent d'ores et déjà la chaîne de l'hydrogène, notamment en Europe et aux Etats-Unis, seraient ainsi bien placés dans une vision « hydrogène brun »<sup>10</sup>, laquelle ne répondrait que très partiellement aux besoins de la transition énergétique.

<sup>10</sup> Ou bleu (cf. *infra*).

Toutefois, il importe de prendre en compte les enjeux environnementaux dans la production d'hydrogène à partir d'hydrocarbures, laquelle s'avère très polluante et, de fait, ne permet pas à l'hydrogène produit dans ces conditions d'être une solution pérenne dans la perspective de la lutte contre les changements climatiques. Plusieurs études ont été conduites sur les taux de gaz à effet de serre dégagés par la chaîne de production de l'hydrogène à partir d'hydrocarbures, avec des résultats entre 7,4 et 40 g de CO<sub>2</sub> par KWh d'hydrogène bleu ou vert (les niveaux pour l'hydrogène brun oscillant plutôt entre 200 et 500 g)<sup>11</sup>. A titre de comparaison, une centrale à charbon d'ancienne génération émet aux alentours de 1000 g de CO<sub>2</sub> par KWh, une centrale à gaz – aux alentours de 400. De ce point de vue, l'hydrogène demeure intéressant s'il ne se surajoute pas aux émissions déjà engendrées par les centrales fossiles, ce qui risque malheureusement d'être le cas dans un scénario d'hydrogène à partir d'hydrocarbures. Selon l'ADEME, la production d'hydrogène – exclusivement à des fins industrielles non liées à la transition énergétique pour le moment – en France représente 7,5% des émissions de gaz à effet de serre de l'industrie française<sup>12</sup>. L'AIE considère que la production mondiale d'hydrogène en 2017 correspond à des émissions de 830 Mt de CO<sub>2</sub>, soit les émissions combinées de l'Indonésie et du Royaume-Uni<sup>13</sup>. Une massification de la production d'hydrogène dans ces conditions aurait ainsi un impact significatif sur les bilans d'émissions des gaz à effet de serre en France et dans le monde. La voie de l'hydrogène au travers des hydrocarbures – sans dispositif complémentaire – semble donc une solution temporaire et, finalement, peu efficace. Certes, elle est la plus répandue – et en ce sens-là moins coûteuse – mais n'apporte *in fine* rien de très intéressant au secteur de l'énergie, désespérément à la recherche d'une solution permettant de combiner consommation énergétique et préservation de l'environnement.

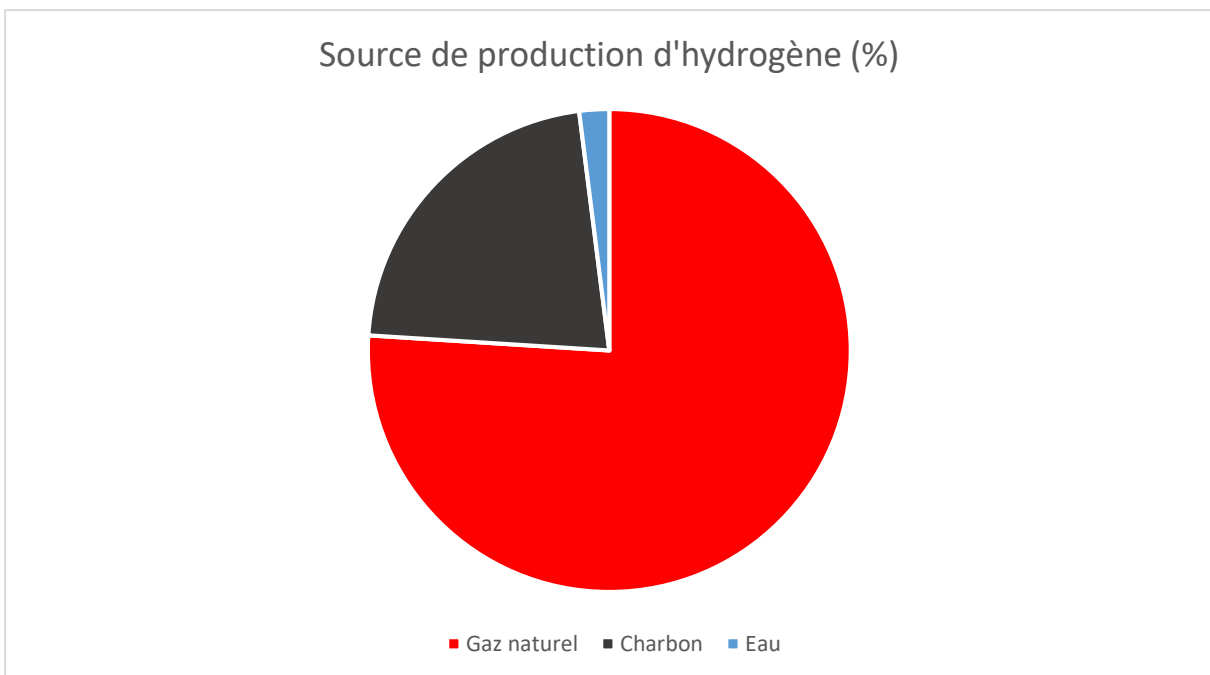


Figure 5 : Sources de production d'hydrogène au niveau mondial en 2018 (source : AIE)

<sup>11</sup> E4Tech, *H2 Emission Potential Literature Review*, Department for Business Energy and Industrial Strategy, Londres, avril 2019.

<sup>12</sup> ADEME, *L'hydrogène dans la transition énergétique*, Paris, 2018.

<sup>13</sup> International Energy Agency, « [The Future of Hydrogen](#) », *Technology Reports*, IEA, Paris, juin 2019.

Plus complexe, mais finalement bien plus intéressante dans la perspective de la transition énergétique : la production d'hydrogène par électrolyse ou craquage de la molécule d'eau. Cette technique requiert notamment des températures extrêmement élevées, plus de 800°C, ou des systèmes électrolytiques – utilisant des métaux précieux (platine, palladium, indium, etc.), en particulier dans la technologie de *proton exchange membrane* (PEM)<sup>14</sup>, la plus efficace d'un point de vue énergétique et environnemental – pour fonctionner. Cette question des métaux précieux revêt un double enjeu : d'une part, le prix final de l'hydrogène qui est bien entendu fonction du prix des installations nécessaires pour le produire<sup>15</sup>, mais aussi, en termes de compétition internationale, l'accès aux matières premières. Par exemple, les platinoïdes (platine, palladium, rhodium) sont relativement concentrés sur la planète, majoritairement en Afrique du Sud et en Russie, avec un impact environnemental important au moment de l'extraction.

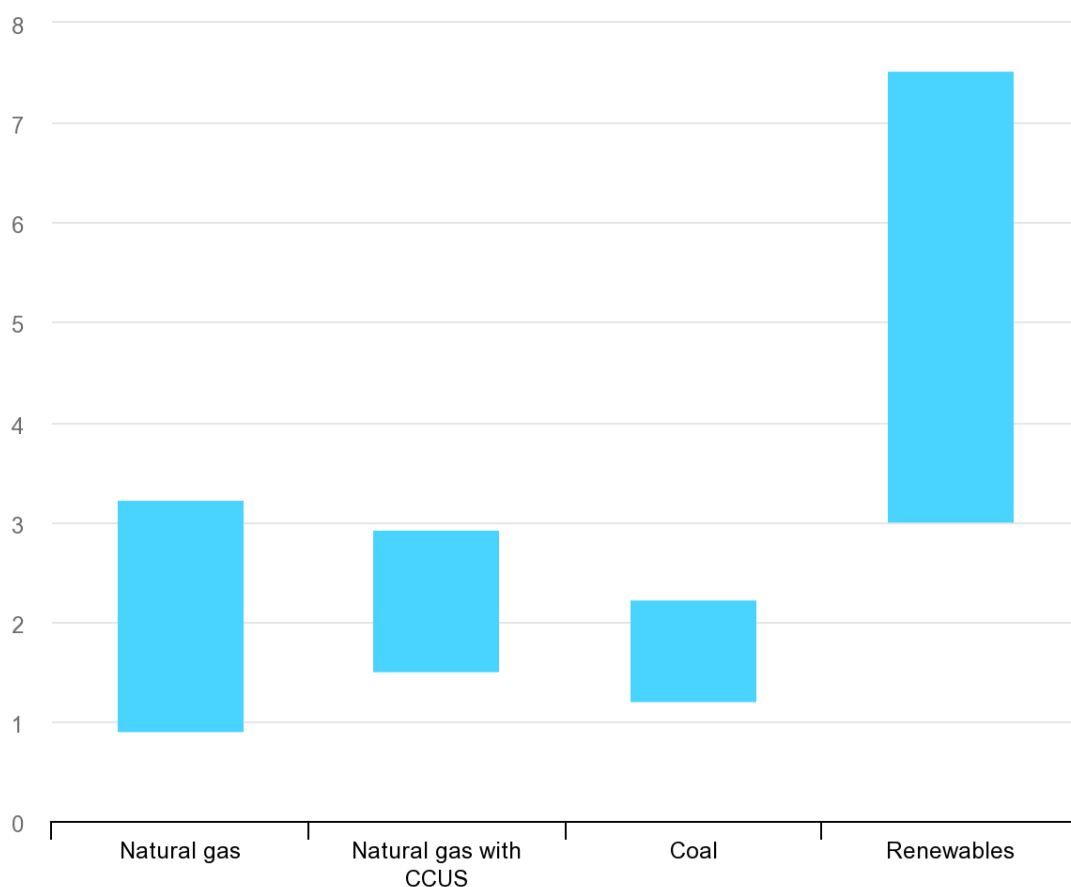


Figure 6 : Coût de production (USD/Kg) de l'hydrogène selon différentes sources en 2018 (source : AIE)

<sup>14</sup> Le terme PEM est utilisé aussi bien pour certains systèmes d'électrolyse de l'eau que pour certains types de pile à combustible, la base technologique de fonctionnement étant identique.

<sup>15</sup> Suivant les cours du mois de janvier 2020, le platine dépasse 1 000 USD/ononce, le palladium – 2 400 USD/ononce et le rhodium – 9 900 USD/ononce, ce qui en fait les métaux les plus chers du monde (sur l'analyse des coûts des technologies PEM voir A. Mayyas *et alii*, *Manufacturing Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers*, NREL, Denver, 2019).



Une solution se dégage néanmoins dans la production d'hydrogène à partir d'eau, sans émissions importantes de gaz à effet de serre : le nucléaire. Les températures élevées générées par la réaction de fission nucléaire permettraient dans certains cas de dissocier la molécule d'eau facilement sans avoir recours à des centrales thermiques. Les travaux du groupe Generation IV sur les réacteurs de la future génération ont d'ailleurs laissé entrevoir des possibilités intéressantes sur les réacteurs à très haute température (VHTR), qui produisent naturellement des températures de l'ordre de 1000°C. Cette approche du couple nucléaire-hydrogène demeure toutefois assez hétérodoxe, car elle survient dans une période où le nucléaire connaît un déclin relatif, voire prononcé, dans les territoires (Etats-Unis, Europe, Japon, Corée du Sud) qui sont les plus demandeurs de solutions liées à l'hydrogène. Cependant, il convient d'ores et déjà de mettre en avant le rôle spécifique de la Chine qui porte cette vision de manière très appliquée<sup>16</sup>.

Au-delà du nucléaire, d'autres solutions se dégagent, au travers de l'énergie solaire. Les rendements sont ici plus faibles, même si les installations sont bien plus mobiles car de taille réduite. L'entreprise japonaise Toshiba, active dans le domaine solaire depuis des années, propose d'ailleurs une solution H2One conteneurisée disposant des panneaux solaires, d'une unité de production d'hydrogène et d'un système de stockage du gaz<sup>17</sup>. Le système présente ainsi un grand intérêt pour les communautés situées en dehors des réseaux électriques (*off-grid*) et, dans le cas du secours post-catastrophe naturelle, par sa nature facilement transportable. Même s'il est possible d'envisager la mise en parallèle de plusieurs de ces modules, leur taille les limite toutefois à des usages d'appoint, ne résolvant que partiellement l'enjeu de la « démocratisation » de l'usage de l'hydrogène dans de nombreux domaines, à commencer par l'automobile personnelle.

#### **1.4.1. Le biohydrogène est-il vert ?**

Au-delà de cet enjeu lié à la fabrication de l'hydrogène lui-même se pose une question qui relève en réalité de problématiques aussi bien technologiques, économiques que politiques, celle de l'utilisation prospective du biométhane pour fabriquer de l'hydrogène. En effet, le couple énergies renouvelables-hydrogène est en apparence le plus intéressant, mais il se heurte à divers problèmes technologiques dont le rendement faible de la réformation de la molécule d'eau en utilisant de l'électricité issue des sources renouvelables. Une solution intermédiaire, qui, toujours en apparence, aurait les faveurs du public et des industriels, serait de recourir à la technologie du craquage de la molécule de méthane mais avec un gaz qui serait issu de biomasse. Dans ce contexte, le rendement énergétique serait satisfaisant, tout en maintenant l'aspect « renouvelable », indispensable à l'inscription de l'hydrogène dans la transition énergétique.

Cette filière reçoit les faveurs de certains industriels qui, engagés dans la méthanisation des résidus agricoles et des déchets, tendent à rechercher une nouvelle valorisation du biométhane au travers de l'hydrogène. Cependant, cette approche fait face à un double défi : celui du développement de l'hydrogène, dont il est ici majoritairement question, mais également celui du décollage – annoncé depuis plusieurs années mais qui peine à se

---

<sup>16</sup> Voir *infra*.

<sup>17</sup> Pour une description du H2One voir : <https://www.toshiba-energy.com/en/hydrogen/product/h2one.htm>

réaliser – de la méthanisation. Le biohydrogène doit ainsi prendre en compte les deux axes – dans une vision tant économique que politique – avec une viabilité qui semble s'inscrire davantage dans le moyen/long-terme que dans l'avenir proche. Selon les scénarios du *World Energy Outlook 2019* de l'Agence internationale de l'énergie, le biogaz et le biométhane représenteraient, dans le meilleur cas, en 2040, 320 millions de tonnes équivalent pétrole, soit environ 6,8 % de la consommation pétrolière mondiale actuelle. Certes, la projection issue du *sustainable development scenario* montre une croissance particulièrement forte par rapport à la production actuelle<sup>18</sup>, mais elle demeure très limitée par rapport aux autres sources d'énergie, étant entendu qu'une partie seulement de cette production serait destinée à la fabrication de biohydrogène. Au-delà de cet aspect politico-économique, il convient de prendre en considération la question de l'empreinte environnementale de la biomasse.

De fait, une fois encore, la question se pose (de la même manière qu'avec la biomasse en général au sein des énergies renouvelables<sup>19</sup>) de l'intégration de ces technologies dans le concept d'hydrogène vert. Il s'agit ici de savoir si l'on se fonde sur la technologie elle-même ou sur l'origine des ressources. Si l'on opte pour la première option, il est évident que l'hydrogène issu de biométhane n'est en aucun cas plus vert que celui issu de la réformation du méthane fossile. Il s'agit de la même opération technique, avec les mêmes avantages et inconvénients, en particulier sur le plan environnemental. Au contraire, en se focalisant sur l'origine de la ressource, le biométhane étant une valorisation de déchet agricole, ménager ou industriel, une approche davantage fondée sur l'économie circulaire et le recyclage apparaît.

Au-delà de l'enjeu de la production d'hydrogène à partir de biogaz, il importe également de se pencher sur la communication des entreprises et de l'Union européenne, qui mettent en avant le concept d'« hydrogène bleu » comme solution économiquement pérenne<sup>20</sup>. Ici, il s'agit avant tout de penser la valorisation des déchets de production d'hydrogène brun, en particulier sur la captation du CO<sub>2</sub> – avec réutilisation industrielle – (CCUS), pour rendre plus vertueuse la production d'hydrogène à partir de méthane (biomasse ou gaz naturel). Cette vision d'un hydrogène non vert – car nécessitant trop d'investissements et possédant un rendement énergétique faible – et néanmoins plus respectueux de l'environnement que les filières industrielles classiques est une réponse *a minima* au défi climatique que pose sa production. En ce sens, l'hydrogène ne se différencierait pas réellement des systèmes électriques fondés sur les hydrocarbures pour lesquels le CCUS est annoncé comme une solution clef depuis plus d'une dizaine d'années. Force est ainsi de constater que la solution avancée pour l'équilibre économique du système passe par une forme de renonciation aux ambitions environnementales les plus fortes au profit d'une approche intermédiaire pour laquelle les solutions technologiques demeurent en bonne partie en cours de développement.

---

<sup>18</sup> Le *state policies scenario* prévoit quant à lui 150 Mtep, soit 3,2 % de la consommation pétrolière actuelle, quand le *current policies scenario* table sur environ 80 Mtep, soit environ 1,8 % de la consommation pétrolière.

<sup>19</sup> Sur cette question voir N. Mazzucchi, *Energie, ressources, technologies et enjeux de pouvoir*, Armand Colin, Paris, 2017.

<sup>20</sup> Voir par exemple la vision d'Air Liquide sur l'importance de l'hydrogène bleu : <https://energies.airliquide.com/fr/energies-energies-propres/hydrogene-propre>

Cette vision d'un hydrogène qui n'est pas entièrement vert mais qui représenterait – à condition d'une certaine maturité technologique sur la séquestration et la réutilisation du carbone – une avancée par rapport aux systèmes traditionnels irrigue les différentes stratégies nationales. Celles-ci relèvent de plusieurs catégories suivant la priorité accordée à la technologie de production, aux enjeux de transport et de stockage ainsi qu'aux utilisations finales envisagées.

## 2. Les principales stratégies mondiales

Face à ces nombreux défis, une course à l'hydrogène – décarboné le plus souvent – est lancée au niveau international pour la maîtrise de la technologie et de ses applications. Alors que la course aux technologies des énergies renouvelables – et d'une certaine manière des batteries aussi jusqu'à peu – s'était faite de manière discrète et surtout à l'initiative des entreprises, celle de l'hydrogène célèbre la coopération du public et du privé. Les principales puissances technologiques et économiques sont ainsi engagées dans des plans de développement plus ou moins ambitieux, ce qui n'obère pas d'ailleurs la coopération internationale pour la promotion de l'hydrogène dans le cadre des transitions énergétiques.

La création, en 2017, de l'Hydrogen Council<sup>21</sup> a manifesté l'ambition d'un certain nombre d'industriels – issus de secteurs variés – de promouvoir cette nouvelle source d'énergie et de coopérer afin d'en développer les technologies. La liste des membres de l'Hydrogen Council laisse toutefois apparaître une orientation assez nettement européenne – particulièrement française – et nord-asiatique (Chine, Japon, Corée du Sud), avec quelques acteurs nord-américains. Si les ambitions et stratégies concernant le développement de l'hydrogène ne sont pas l'apanage de ces acteurs, il est intéressant de se focaliser sur les plus dynamiques d'entre eux pour comprendre les synergies et différences<sup>22</sup>.

### 2.1. Allemagne

La stratégie allemande pour l'hydrogène a été officialisée le 10 juin 2020 avec plus de six mois de retard en raison de la crise sanitaire de la Covid-19, mais également à cause de divergences interministérielles sur les positions à prendre. En effet, cette stratégie est le résultat d'une coopération entre le ministère fédéral de l'Economie et de l'Energie (BMW), le ministère fédéral de l'Enseignement et de la Recherche (BMBWF), le ministère fédéral de l'Environnement (BMU) et le ministère fédéral du Transport et des Infrastructures digitales (BMVI). Le ministère de la Coopération Economique et du Développement (BMZ) se joint aux autres ministères dans le cadre de partenariats internationaux autour de l'hydrogène. Cependant le BMW reste le ministère initiateur et encadrant. L'un des principaux points de

---

<sup>21</sup> <https://hydrogencouncil.com/en/> ; on peut également mentionner l'association professionnelle Hydrogen Europe : <https://www.hydrogeneurope.eu/>

<sup>22</sup> De manière plus ancienne, le programme IEA Hydrogen, sous l'égide de l'Agence internationale de l'énergie, agit également comme forum de coopération internationale sur des domaines spécifiés (stockage, production, utilisation dans le domaine maritime, etc.) en agglomérant tant des pays de l'Agence internationale de l'énergie que des acteurs extérieurs, étatiques ou non.

tension s'articulait autour de l'autorisation de produire de l'hydrogène bleu ou non. Si le ministre de l'Economie et de l'Energie, Peter Altmaier, se positionnait en faveur de la production d'hydrogène bleu, la ministre de l'Environnement, Svenja Schulze, soutenue par la ministre de l'Enseignement et de la Recherche, Anja Karliczek, se prononçait formellement contre. Un autre point de divergence portait sur la définition du volume de la capacité de production d'hydrogène – le BMBF ambitionnant une capacité de 10-15 GW contre 3 à 10GW pour les autres ministères.

La stratégie à 2030 s'articule en deux temps. La période 2020-2023 a été ainsi définie comme la phase d'élaboration du marché de l'hydrogène et devrait permettre de détecter les potentiels débouchés et orientations économiques qu'offre celui-ci. Le renforcement de ce marché aux niveaux national et international constituera la seconde phase (2023-2030). A l'issue de cette période, l'Allemagne ambitionne de devenir *leader* mondial pour les technologies hydrogène.

Les investissements massifs prévus dans cette stratégie découlent de diverses sources de financements transversales dont les principales sont : depuis 2012, l'EKF (Fonds pour l'énergie et le climat) ; depuis 2016, le NIP (Programme national d'innovation pour l'hydrogène et les piles à combustible) ; et, depuis le 3 juin 2020, le plan de relance et de gestion de crise<sup>23</sup>.

| Période            | Budget (EUR)                         | Objet du financement et affiliation budgétaire                                     | Véhicule                              |
|--------------------|--------------------------------------|--|---------------------------------------|
| <b>2016 - 2026</b> | 1,4 Md (contre 700 M pour 2006-2016) | Programme national d'innovation pour l'hydrogène et les piles à combustibles (NIP) | NIP                                   |
| <b>2020 - 2023</b> | 200 M                                | Innovations pour la phase de lancement commercial                                  | EKF                                   |
|                    | 310 M                                | Recherches générales pour l'hydrogène vert   | EKF                                   |
|                    | 600 M                                | Laboratoires d'expérience ( <i>Reallabor</i> ) de la transition énergétique        | EKF                                   |
|                    | 1 Md                                 | Technologies et installations techniques dans les industries                       | Programme national de décarbonisation |
|                    | 7 Mds                                | Mise sur le marché de technologies hydrogène                                       | Plan de relance                       |

<sup>23</sup> Il faut ajouter à ce tableau des aides diverses de l'ordre de 3,6 Mds EUR sur les nouvelles mobilités qui, si elles ne ciblent pas spécifiquement l'hydrogène, peuvent contribuer à son développement.

|                    |         |  |                             |
|--------------------|---------|--|-----------------------------|
|                    | 2 Mds   | Création de partenariats internationaux  | Plan de relance             |
|                    | 1,1 Md  | Construction d'unités de production de combustibles à partir d'une production électrique ( <i>Power-to-X</i> ), notamment pour les biocarburants | EKF (Mesure 7)              |
|                    | 3,4 Mds | Construction d'infrastructures de recharge ou réservoir d'énergie alternative  | EKF (Mesure 8)              |
| <b>2020 - 2024</b> | 700 M   | Rénovations de bâtiments avec chauffage alternatif   | APEE (Mesure 18)            |
|                    | 25 M    | Programme de recherche aéronautique pour les technologies hydrogène  | Flightpath 2050 (Mesure 27) |
|                    | < 25 M  | Programme de recherche maritime pour les technologies hydrogène  | Maritime.Green (Mesure 28)  |

Figure 7 : Données issues de la stratégie nationale de l'hydrogène, juin 2020

Pour soutenir ce projet, une structure de gouvernement a été développée pour piloter l'ensemble. Une commission regroupant les secrétaires d'Etat pour l'hydrogène (issus des différents ministères impliqués) déterminera les orientations, les objectifs ainsi que le plan d'action. Elle sera soutenue par un Conseil national pour l'hydrogène auquel les acteurs institutionnels (ministériels et régionaux) seront invités. L'ensemble des thématiques autour de l'hydrogène devront être couvertes afin de conseiller et de soutenir la commission. Un centre de coordination permettra d'une part de soutenir la commission et le conseil ; d'autre part de créer une structure pour les projets servant à la mise en œuvre de la stratégie. Par ailleurs, il est prévu que les décisions devront être mises en œuvre par les autorités gouvernementales compétentes en coopération avec les partenaires concernés (même internationaux).

Cette structure institutionnelle doit soutenir et couvrir l'ensemble des éléments de la chaîne de production et les domaines d'application de l'hydrogène – autrement dit, l'hydrogène comme source d'énergie (combustible et carburant), comme moyen de stockage de l'énergie, comme moyen de conversion de l'énergie (principe du *Power-to-X*), comme matière première pour la production de substances industrielles chimiques telles que l'ammoniaque ou le méthanol.

Il existe une réelle volonté d'inscrire cette vision hydrogène dans une politique climatique durable, devant contribuer à la mise en œuvre des objectifs de l'Accord de Paris. A cet égard, seul l'hydrogène vert a été reconnu comme « durable » par le gouvernement fédéral. Cela signifie que même si l'Allemagne s'autorise à importer de l'hydrogène bleu jusqu'en 2030 ou

à produire de l'hydrogène « turquoise »<sup>24</sup> comme moyen de transition pour les industries chimiques, l'ensemble des moyens mobilisés cibleront la production et les technologies relatives à l'hydrogène vert. Sur son territoire, l'Allemagne veut privilégier l'éolien comme source primaire d'énergie pour la fabrication de l'hydrogène.

Par ailleurs, l'Allemagne entend mener une politique d'innovation forte afin de se positionner comme *leader* des innovations technologiques hydrogènes. Jusqu'en 2030, l'objectif est d'accompagner systématiquement le développement des innovations à un niveau de maturité suffisant pour une application industrielle. Il s'agit donc de construire un pôle d'attractivité pour la main-d'œuvre qualifiée et les investissements. L'Allemagne pourra alors devenir un réservoir d'innovations technologiques. Outre les recherches menées sur les technologies des électrolyses, les innovations devraient s'articuler plus particulièrement sur l'hydrogène, pour la pyrolyse du méthane (hydrogène turquoise), la production photoélectrochimique<sup>25</sup> et les piles à combustible.

Une autre priorité d'innovation technologique est le *Power-to-X*, dont le but est d'utiliser l'électricité (verte) produite pour en produire de l'hydrogène qui permettra ensuite de produire du carburant liquide (*Power-to-Liquids*) ou du biogaz (*Power-to-Gas*). A l'occasion de la COP25 en 2019, le BMU a lancé un programme d'action *Power-to-X* afin de soutenir le développement des combustibles et matières brutes synthétiques issus d'électricité verte. Une plateforme a été créée pour construire un réseau international de connaissances autour des technologies *Power-to-X* et promouvoir, en particulier, l'hydrogène vert à partir du solaire et de l'éolien. L'une des finalités de ce programme est de développer le potentiel de ces produits et de définir des critères techniques en vue d'une utilisation écologique<sup>26</sup>. Le BMBF soutient également la recherche technologique des *Power-to-X* afin d'élargir l'éventail d'applications. Une série de projets, dits *Kopernikus*, développe des méthodes pour une commercialisation à court/moyen terme. La majorité des projets s'articulent autour de trois catégories : *PtX* pour les procédés *Power-to-X*, *ENSURE* pour l'intégration de l'hydrogène dans les systèmes d'approvisionnement énergétique et *SynErgie* pour approfondir d'autres champs potentiels d'applications dans l'industrie<sup>27</sup>. De manière générale, sont privilégiées les innovations censées permettre une réduction directe des émissions de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère. La transition énergétique vers l'hydrogène des secteurs les plus polluants en Allemagne contribuerait ainsi à atteindre l'objectif de réduction de 55 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 par rapport au niveau de 1990. En outre, le volume de capacité de production d'hydrogène (vert) devra atteindre 5GW en 2030 et 10GW avant 2040.

---

<sup>24</sup> L'hydrogène turquoise correspond à la technique du craquage thermique du méthane (pyrolyse du méthane) qui produit de l'hydrogène et du carbone solide. L'énergie de craquage est fournie par l'électricité. Le carbone solide, sous forme de billes, est ensuite destiné à être revendu sur le marché des anodes de carbone des fours d'aluminium. Il faut que l'énergie thermique, c'est-à-dire l'électricité, soit verte pour que ce procédé possède un bilan carbone neutre, à l'instar de l'hydrogène bleu. Cette technique est notamment développée par l'entreprise allemande de chimie BASF, qui prévoit une commercialisation pour 2025 (voir <https://www.basf.com/global/en/who-we-are/sustainability/we-produce-safely-and-efficiently/energy-and-climate-protection/carbon-management/innovations-for-a-climate-friendly-chemical-production.html>).

<sup>25</sup> Voir *infra*.

<sup>26</sup> Programme d'action « Power-to-X » du BMU : [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutzinitiative/iki\\_aktionsprogramm\\_ptx\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutzinitiative/iki_aktionsprogramm_ptx_bf.pdf)

<sup>27</sup> Site du projet Kopernikus : <https://www.kopernikus-projekte.de/wasserstoffforschung>

Cependant, cette capacité de production ne sera pas suffisante pour répondre à l'ensemble de la demande, qui est estimée entre 90TWh et 110TWh en 2030. C'est pourquoi la stratégie hydrogène allemande implique un fort recours aux importations d'hydrogène vert, qui serviraient de base à de nouvelles coopérations internationales. Un budget y est dédié, à hauteur de 2 milliards EUR. L'Allemagne conçoit d'ailleurs l'hydrogène comme « *le pétrole écologique de demain* »<sup>28</sup> en raison de l'intensité croissante des échanges attendue ainsi que de la portée géopolitique que l'hydrogène revêtirait à terme. L'idée étant de concentrer la production d'énergie solaire ou éolienne dans les zones plus favorablement disposées puis d'exporter cette énergie vers l'Allemagne. Cette question avait d'ailleurs fait l'objet d'une étude prospective menée en 2019 par l'Agence allemande pour l'énergie (DENA), dressant le bilan du potentiel d'exportation des pays<sup>29</sup>.

Si la piste de coopération avec les pays du sud de l'Europe est envisagée, celle d'une coopération avec l'Afrique du Nord a déjà été lancée. En effet, le Maroc est le premier pays avec lequel l'Allemagne a signé un mémorandum d'entente, une semaine après l'officialisation de sa stratégie hydrogène<sup>30</sup>. Faisant écho à de précédentes lettres d'intention, dont une a débouché sur la création d'un partenariat énergétique germano-marocain (PAREMA)<sup>31</sup> axé sur les énergies renouvelables, les deux pays s'engagent d'une part à développer la production d'hydrogène vert (issu du solaire), d'autre part à mettre en œuvre des projets de recherche et à investir dans leur développement. Les technologies *Power-to-X* y sont particulièrement visées. Dans le même temps, l'Algérie a annoncé être en bonne voie de négociation avec l'Allemagne pour relancer le projet allemand Desertec<sup>32</sup>. Le sud algérien deviendrait alors parc solaire d'une capacité ambitionnée de 15GW d'ici 2030, qui pourrait ensuite être exportée dans les régions voisines, dont l'Europe.

Au final, ce sont avant tout les industries (chimiques, mécaniques, de biens d'équipement et industries lourdes) qui sont ciblées par l'hydrogène, de même que le domaine militaire, pour lesquels l'hydrogène permettrait de se substituer à l'électrique. Le secteur de la mobilité est également visé, malgré des différences entre les transports intensifs (poids lourds et transports en commun) et les transports légers (véhicules individuels). Pour les premiers, l'hydrogène pourrait devenir prochainement une norme en termes de carburant alors que dans le cas des seconds, l'hydrogène resterait secondaire par rapport aux véhicules électriques<sup>33</sup>.

---

<sup>28</sup> Selon l'expression de la ministre du BMBF, Anja Karliczek (<https://www.bmbf.de/de/nationale-wasserstoffstrategie-9916.html>).

<sup>29</sup> Il en résulte que les régions sud-méditerranéennes (en particulier l'Égypte, l'Algérie et le Maroc) et l'Arabie saoudite, ainsi que les pays traditionnellement exportateurs de matières premières (Australie, Canada, Kazakhstan, Norvège et Russie), auraient un potentiel d'exportation moyen/élevé ([https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Gruener\\_Wasserstoff\\_Internationale\\_Kooperation\\_spotenziale.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Gruener_Wasserstoff_Internationale_Kooperation_spotenziale.pdf)).

<sup>30</sup> « [Morocco, Germany Sign Green Hydrogen Cooperation Agreement](#) », Fuelcellworks, 16 juin 2020.

<sup>31</sup> Site internet du PAREMA : <https://www.energypartnership.ma/fr/parteneriat-energetique-maroco-allemand-parema/a-propos-du-parteneriat-energetique/>

<sup>32</sup> Desertec, lancé dans les années 2000, ambitionnait de créer un pont électrique entre les deux rives de la Méditerranée tout en développant de manière très forte les technologies solaires au Maghreb. Le programme a été victime à la fois de son ambition et des printemps arabes (<https://www.desertec.org/>).

<sup>33</sup> Cette vision suit la position de l'Alliance des industriels allemands de l'automobile (VDA), favorable à une transition hydrogène uniquement pour les transports en commun et les poids lourds.

En comparaison, l'organisation des infrastructures hydrogène n'est que relativement peu abordée au plan national. Il est prévu qu'une partie des infrastructures gazières en sous-exploitation soient finalement utilisées pour l'hydrogène. Toutefois, un réseau dédié à l'hydrogène devrait voir le jour. Par ailleurs, étant donné l'imbrication partielle du réseau allemand dans le réseau européen, l'Allemagne envisage le commerce d'hydrogène bleu avec ses voisins jusqu'en 2030, le temps de lancer véritablement le marché hydrogène en Europe, sans pour autant en autoriser la production sur son sol. Dans la même optique, la recherche de solutions alternatives innovantes de transport de l'hydrogène pour le court-moyen terme se poursuit également, comme l'indique la signature d'un protocole de collaboration européen entre l'entreprise française gestionnaire du réseau de transport de gaz GRTgaz et son homologue allemand ONTRAS Gastransport GmbH en janvier 2020 en vue de coopérer pour la recherche sur le transport et le mélange d'hydrogène et de gaz naturel.

Si l'argument écologique, largement mis en avant dans la stratégie, est conforme à l'un des trois piliers de l'article 1 de la loi relative aux économies de l'énergie (EnWG), les deux autres engagements que l'Etat doit respecter en matière d'énergie sont sa sécurité d'approvisionnement et l'accessibilité tarifaire de cette dernière. De ce fait, une grande méticulosité dans la planification des infrastructures est annoncée pour assurer la qualité et la sûreté des infrastructures hydrogène. En outre, les quatre premières mesures énoncées dans cette stratégie indiquent une volonté de ne pas faire peser davantage les coûts énergétiques sur les foyers, mais plutôt de se servir du principe de tarification du CO<sub>2</sub> comme instrument central, du moins pour les secteurs du transport et de la production de chaleur. L'objectif est d'acquiescer une confiance et une acceptation sociales suffisamment fortes pour que la demande des particuliers puisse également contribuer à l'essor d'une véritable économie hydrogène et soutenir des projets de transitions énergétiques (infrastructures, campagnes de rénovations, changement d'équipements énergétiques, etc.).

La stratégie hydrogène allemande, portée par les différents ministères, se veut donc transversale et doit couvrir tous les potentiels économiques de l'hydrogène. Pour faire de l'Allemagne un pays *leader* dans ce domaine d'ici 2030, la priorité va à l'innovation technologique hydrogène offrant un spectre large d'applications industrielles. De fait, les investissements massifs ont pour objectif de faire émerger un marché de l'hydrogène dynamique dans lequel la production de celui-ci comme produit en lui-même ne sera pas la seule finalité mais s'inscrira dans un processus de *Power-to-X* qui multiplie les possibilités d'utilisations de l'hydrogène à l'instar du biogaz et du méthanol. Cependant, pour faire face à une demande anticipée comme très forte, l'Allemagne joue la carte de la coopération internationale (européenne et non européenne), notamment avec le Maroc et les pays d'Afrique du Nord, qui deviendraient des fournisseurs d'hydrogène vert pour l'Allemagne et une partie de l'Europe, à condition, dans ce cas, que d'autres pays européens adhèrent à cette vision.

## 2.2. Chine

La Chine est aujourd'hui l'un des pays les plus en pointe sur les technologies liées à l'hydrogène, lequel semble devoir être la nouvelle priorité stratégique de Pékin en ce qui concerne le stockage d'énergie. Après avoir atteint une position dominante sur le marché des batteries lithium-ion et fer-air, la Chine s'attaque désormais aux technologies liées à



l'hydrogène, avec une orientation forte vers l'hydrogène décarboné. Les ambitions de la Chine dans ce domaine sont relativement anciennes puisque l'hydrogène fait son apparition dans les documents stratégiques chinois dès les années 2000. Le programme 973 – dédié à la recherche fondamentale en Chine – met en œuvre un projet lié à l'hydrogène et ses applications industrielles (dont piles à combustible) à partir de l'année 2000. En 2015, le programme 863, dédié, lui, à la recherche appliquée, s'oriente à la fois vers les technologies énergétiques durables – dont l'hydrogène – et les réacteurs à neutrons rapides à haute température<sup>34</sup>. En 2016, la Chine a commencé à bénéficier d'un programme du PNUD dédié à la mobilité hydrogène dans le cadre de la sauvegarde de l'environnement<sup>35</sup>. Ce soutien financier (8 millions USD sur la tranche 2016-2020) a permis à la Chine de développer de manière progressive un véritable secteur de production de véhicules à hydrogène et de piles à combustible, permettant en partie de combler un retard certain<sup>36</sup>. En Chine même, dès le 11<sup>ème</sup> plan quinquennal (2006-2010), la notion de véhicules utilisant des carburants alternatifs apparaît dans les objectifs (chap. 11), de même que la priorité sur le stockage d'énergie, évoquée, elle, dans le 12<sup>ème</sup> plan (2011-2015), sans mention spécifique de l'hydrogène.

L'hydrogène figure enfin en bonne place dans le 13<sup>ème</sup> plan (2016-2020) de la Commission nationale du développement et des réformes, tout autant dans les questions de développement des nouvelles énergies que dans la mobilité future<sup>37</sup>. La même année, l'Energy Innovation Action Plan (2016-2030), qui décline les ambitions du 13<sup>ème</sup> plan au niveau sectoriel énergétique, met également l'accent sur l'hydrogène de manière directe mais aussi au travers de certains objectifs, sur le stockage d'énergie par exemple. Au même moment, le document Made in China 2025, qui planifie le développement des capacités industrielles nationales, met l'accent sur les technologies liées à la mobilité verte (point 3.6.6) et surtout sur les technologies vertes du domaine de l'énergie, avec en particulier la question du stockage (point 3.6.7). La Chine dispose également d'une approche régionalisée et, surtout, urbanisée, avec la volonté de faire de Wuhan la première « ville de l'hydrogène » et de développer les infrastructures de production et de recharge de véhicules à Pékin, Shanghai et Chengdu notamment<sup>38</sup>.

Grâce à cette volonté étatique continue, la Chine a développé son secteur de production d'hydrogène, au point d'être aujourd'hui le *leader* mondial de la production mais aussi de la demande, pour des usages qui pour la plus grande partie d'entre eux ne sont pas immédiatement liés au stockage d'énergie, comme la production de fertilisants agricoles ou le raffinage pétrolier. Toutefois, il convient de prendre en compte l'aspect très carboné de la production d'hydrogène en Chine, principalement à base de charbon. La Chine est d'ailleurs pratiquement le seul pays à suivre cette voie, même si Pékin cherche à diminuer autant que

<sup>34</sup> China Energy Foundation, [China National Energy Strategy and Policy 2020](#), Subtitle 10: Policy Research on Energy Research and Development.

<sup>35</sup> Page du PNUD « [Accelerating the Development and Commercialisation of Fuel Cell Vehicles in China](#) ».

<sup>36</sup> En 2019, Bloomberg a estimé le montant total des investissements chinois sur le segment des véhicules à hydrogène à 17 milliards USD d'ici à 2023 (« [China's Hydrogen Vehicle Dream Chased with \\$17 billion of Funding](#) », Bloomberg News, 27 juin 2019).

<sup>37</sup> The [13<sup>th</sup> Five-Year Plan for Economic and Social Development](#) of the People's Republic of China (2016-2020).

<sup>38</sup> « [China's Hydrogen Push: Sizzling Market Fueled by Local Subsidy Schemes](#) », energyiceberg.com, 17 août 2019.

faire se peut l'empreinte environnementale de cette production par le développement de solutions CCUS et la gazéification du charbon. La Chine met ainsi en avant le charbon et le gaz comme sources de développement prioritaires pour l'hydrogène, du moins dans les années à venir. Il s'agit pour le pays d'un enjeu de rentabilité pour s'imposer sur le marché à grande échelle et assurer la pérennité de son secteur des hydrocarbures, lequel représente de nombreux emplois<sup>39</sup> et un pôle non négligeable de sécurité énergétique.

En 2018, la China Hydrogen Alliance<sup>40</sup> a été créée sous la supervision de plusieurs ministères (Science et Technologie, Industrie et Technologies de l'information, Finances, Transports) et administrations d'Etat (SASAC, Administration nationale de l'énergie, etc.) afin de coordonner les travaux des différentes entités publiques et entreprises du domaine<sup>41</sup>. Il s'agit ici de disposer d'une vision complète de la chaîne de valeur de l'hydrogène, incluant la question des piles à combustible pour la mobilité. De fait, les entreprises représentées sont en grande partie des entreprises d'Etat (SOE) comme State Grid, CASC, CSIC, China Energy, Baosteel, Dongfeng, etc., ce qui signe l'intérêt très particulier de l'Etat central pour cette question de l'hydrogène<sup>42</sup>. En 2019, la China Hydrogen Alliance a publié un Livre blanc aux ambitions particulièrement élevées, posant l'objectif de 10 % de la consommation énergétique nationale en 2050 couverte par l'hydrogène. En corolaire, l'Alliance envisage un marché national de l'ordre de 1 400 milliards USD au même horizon, faisant de l'hydrogène un des piliers du secteur de l'énergie en Chine<sup>43</sup>. Au-delà du marché chinois lui-même, la China Hydrogen Alliance ne cache pas ses ambitions internationales, notamment en matière de coopération industrielle et de normalisation<sup>44</sup>, suivant en cela les axes de la politique de Pékin au regard des nouvelles technologies. Au niveau de l'ISO, la Chine est particulièrement présente dans le comité sur l'hydrogène (ISO TC/197), dont le vice-président est également celui du comité de standardisation chinois sur l'hydrogène<sup>45</sup>. La Chine, qui ne fait pas partie de l'Agence internationale de l'énergie, est néanmoins l'un des acteurs majeurs du programme *IEA Hydrogen* depuis 2016, au travers de l'Institut de chimie de Dalian.

La maîtrise pétrochimique de Pékin a permis aux entreprises pétrolières nationales, en particulier Sinopec et Sinochem, de se positionner sur plusieurs marchés, à commencer par celui de la mobilité. L'importance du marché chinois attire les coopérations internationales, permettant de nouer des liens importants Sinopec-Air Liquide<sup>46</sup> et Sinochem-UOP, tous deux pour l'extension des capacités de distribution d'hydrogène dans l'optique du développement des véhicules dédiés. Grâce à ces coopérations à plusieurs niveaux, tant entre

---

<sup>39</sup> « [China Expects to Lay off 1.8 million Workers in Coal, Steel Sectors](#) », Reuters, 29 février 2016.

<sup>40</sup> <http://www.h2cn.org/en/index>

<sup>41</sup> Il importe de noter que des entreprises étrangères en sont également membres, à commencer par Air Liquide et EDF.

<sup>42</sup> Il est également intéressant de noter l'intérêt de l'Etat chinois pour l'hydrogène dans le domaine militaire avec, suivant la vision nationale de la « fusion civilo-militaire », l'ouverture d'un centre de R&D duale par CASC en 2018 (<http://www.h2cn.org/en/detail/442.html>).

<sup>43</sup> <http://www.h2cn.org/Uploads/2019/08/15/u5d54d41053702.pdf> ; voir aussi L. Yuanyuan, « [Hydrogen is Expected to Account for 10 % of China's Energy Network by 2050](#) », [renewableenergyworld.com](http://renewableenergyworld.com), 26 août 2019.

<sup>44</sup> L. Weng, [Status and Outlook on China's Hydrogen Energy](#), présentation au NEDO (Tokyo), octobre 2018.

<sup>45</sup> Page du Comité ISO TC/197 sur les technologies hydrogène : <https://www.iso.org/fr/committee/54560.html>

<sup>46</sup> « [Air Liquide et Sinopec signent un protocole d'accord pour accélérer le déploiement de solutions de mobilité hydrogène en Chine](#) », Air Liquide, 5 novembre 2019.

agences/organisations qu'entre entreprises, la Chine tente de se positionner comme le pays central du développement des technologies liées à l'hydrogène, en suscitant les coopérations internationales avant de se positionner sur la partie normative. Une offensive normative internationale – à l'ISO notamment – serait de fait bien plus simple à réaliser si les normes d'usage les plus répandues sont celles déjà mises en œuvre par la Chine.

La Chine dispose d'un certain nombre de capacités industrielles importantes. Au-delà de sa production d'hydrogène, très carbonée pour l'instant, il importe de relever que le pays est également le premier fabricant d'équipements pour l'électrolyse alcaline de l'eau avec des entreprises comme Tianjin Mainland Hydrogen Equipment<sup>47</sup> ou Suzhou Jingli Hydrogen Production Equipment<sup>48</sup>. Cette forte présence industrielle sur les équipements offre à Pékin des leviers tangibles dans le développement des technologies liées à l'électrolyse de l'eau qui représentent la voie préférentielle vers l'hydrogène vert pour de nombreux pays. En outre, la Chine pourrait, dans ce contexte, s'appuyer sur l'importance de ses capacités de production électriques solaires ou éoliennes pour envisager la multiplicité des points de production locale.

Pékin est ainsi très en pointe sur le couple nucléaire-hydrogène, au point d'être le seul pays à réellement proposer ce type de technologie de manière industriellement viable, fruit du travail de long terme sur les technologies électronucléaires. Cette approche chinoise de l'hydrogène décarboné à partir de nucléaire à haute température interroge d'ailleurs sur la capacité de rebond de l'industrie électronucléaire mondiale, qui, ces dernières années, retrouve, après une éclipse, une certaine popularité au vu de sa contribution potentielle à la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre.

### **2.2.1. Les projets nucléaires**

La Chine est le pays le plus avancé sur l'utilisation des technologies nucléaires pour produire un hydrogène le plus décarboné possible. Elle est la seule à disposer d'une installation industrielle électronucléaire permettant de produire de l'hydrogène par craquage de la molécule d'eau. Cette possibilité est apportée par des réacteurs fonctionnant sur le principe de la cogénération en produisant de grandes quantités de chaleur (au-delà de 500°C), lesquelles sont redirigées pour la production d'hydrogène.

La Chine, qui s'est appuyée, comme l'Afrique du Sud, sur le *design* allemand des réacteurs à haute température à lit de boulets, a développé plusieurs modèles de réacteurs, à commencer par le HTR-10, mis en service en 2003. Ce dernier, d'une puissance très limitée (10 MW), avait surtout pour but de tester la viabilité technologique du système à haute température. La véritable avancée industrielle est néanmoins représentée par le double réacteur HTR-PM de la centrale de la Baie de Shidao. Celui-ci, raccordé au réseau électrique fin 2019, représente une avancée importante par ses capacités (250 MW) et, surtout, son orientation commerciale assumée. Fruit de la collaboration entre les centres de recherche universitaires, l'Académie des sciences et les industriels nationaux (CGN, CNEC, etc.), le HTR-

---

<sup>47</sup> Site de Tianjin Mainland Hydrogen Equipment : <http://www.cnthe.com/en/>

<sup>48</sup> L'entreprise est, grâce à sa *joint venture* avec l'entreprise belge [Cockerill](#), le *leader* mondial des solutions d'électrolyse hydrogène.

PM est d'ores et déjà proposé en version export par CNEC et intéresse plusieurs pays (Indonésie, Afrique du Sud, Arabie saoudite).

Dans le cadre de l'utilisation des réacteurs à très haute température, la Chine a également conduit des travaux sur la mise en place d'une chaîne de valeur industrielle dédiée à la production de combustible spécifique (TRISO). Grâce à cette technologie, en combinaison avec d'autres voies explorées par Pékin, la Chine pourrait prendre une avance non négligeable dans le domaine de la production d'hydrogène décarboné, en particulier sur la rentabilité de celle-ci.

### **2.3. Corée du Sud**

De façon analogue à la Chine et au Japon, la Corée du Sud connaît historiquement une très forte dépendance aux importations énergétiques, qui fait d'elle le troisième importateur de gaz naturel liquéfié et le quatrième importateur de charbon en 2018. La sortie du nucléaire, prévue pour 2060, ainsi que la baisse de la production de charbon<sup>49</sup> intensifient cette dépendance, restreignant davantage l'éventail de sources énergétiques auxquelles la Corée peut avoir recours. Cette situation positionne l'hydrogène comme un substitut énergétique partiel, mais surtout comme un nouveau moteur pour la croissance économique nationale, en particulier avec le revirement sur le nucléaire de ces dernières années<sup>50</sup>.

Les technologies hydrogène font l'objet de programmes de recherche depuis les années 1990 et ont fini par être principalement orientées vers les piles à combustible et les moyens de transport depuis 2003<sup>51</sup>. Les pistes avancées (sécurité énergétique, piles à combustible, stockage, source d'alimentation pour foyers) sont alors semblables à la stratégie hydrogène des Etats-Unis officialisée en 2002.

Une décennie plus tard, cet engouement pour l'innovation hydrogène contribuera entre autres à la commercialisation du premier véhicule à pile à combustible par Hyundai, le ix35 Fuel Cell, remplacé par la gamme Nexu depuis 2018. L'annonce du ministère coréen du Marché industriel et de l'Energie (MOTIE) en juin 2018 relance cette politique, en allouant un budget quinquennal de près 2 milliards EUR pour la mise en place d'un tissu industriel privé-public pour les véhicules hydrogène et pour la préparation du développement des capacités de production des véhicules, des piles à combustible et des stations de recharge<sup>52</sup>.

Les objectifs 2040 – faire circuler 2,9 millions de véhicules hydrogène, installer 1 200 stations de recharge (avec un objectif intermédiaire à 300 stations en 2030), et, surtout, devenir le premier producteur mondial de véhicules – réitèrent la promesse électorale du président

---

<sup>49</sup> J. Chung, « [South Korea Plans to Shut down up to 15 Coal-Fired Power Plants this Winter](#) », Reuters, 28 novembre 2018.

<sup>50</sup> En 2010, la Corée du Sud se considérait encore comme un futur grand exportateur de technologies nucléaires – sur une base technologique américaine –, comme en témoigne le contrat d'Abu Dhabi.

<sup>51</sup> S. Shin, « [Innovation in Fuel Cell Technology in Korea](#) », présentation à la conférence OCDE *The Innovation of Energy Technologies*, Washington, 29-30 septembre 2003.

<sup>52</sup> Annonce du MOTIE :

[http://www.motie.go.kr/motie/ne/presse/press2/bbs/bbsView.do?bbs\\_seq\\_n=160578&bbs\\_cd\\_n=81&currentPage=1&search\\_key\\_n=&cate\\_n=&dept\\_v=&search\\_val\\_v=](http://www.motie.go.kr/motie/ne/presse/press2/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=160578&bbs_cd_n=81&currentPage=1&search_key_n=&cate_n=&dept_v=&search_val_v=)

Moon Jae-in de faire de l'hydrogène un nouveau fleuron industriel dans le secteur du transport<sup>53</sup>. La réorientation de la branche automobile, secteur clé de la Corée, devrait ainsi permettre d'aider à relancer l'économie nationale. Par ailleurs, le partenariat public-privé, déjà existant dans la R&D, est renforcé dans le domaine industriel par la création d'un comité pour l'économie de l'hydrogène présidé par le Premier ministre<sup>54</sup>.

Parallèlement, la Corée se lance dans la création d'un écosystème hydrogène, c'est-à-dire qu'elle soutient tous les acteurs, procédés et technologies nécessaires à la production de ce gaz. Couvrir l'ensemble de la chaîne de production permet de sécuriser l'approvisionnement énergétique et d'assurer la production suffisante pour la demande intérieure. A cet effet, il est prévu d'augmenter la capacité de production d'hydrogène à 15 GW d'ici 2040. La mise en service de la centrale de production hydrogène de 20 MW en 2018 ainsi que l'annonce du lancement de la construction de la plus grande centrale hydrogène au monde (de 50 MW par Doosan) confirment cette volonté<sup>55</sup>.

A cela s'ajoute le plan d'investissement pour les infrastructures hydrogène sur le territoire géré par le fonds de créance commune Hydrogen Energy Network Co. Ltd. (HyNet), créé en mars 2019 spécialement à cet effet sous l'impulsion du gouvernement<sup>56</sup>. L'entreprise gazière nationale, Kogas, y est le principal acteur, suivi par Hyundai Motor. Les investissements ciblent notamment la construction de 25 centrales de production d'hydrogène, de 700 km de réseaux dédiés, la mise en service de 100 stations de recharge d'ici 2030 ; soit un tiers du nombre prévu par le gouvernement à cette date. Le but est de monter en amont un réseau de distribution et de stations de recharge jusqu'en 2022 afin d'être en mesure de faire face à l'arrivée massive et imminente de véhicules hydrogène<sup>57</sup>.

Bien que l'argument climatique soit également avancé, en particulier pour la réduction de particules fines dans l'air et comme contribution à l'objectif de réduction de 37 % des émissions de CO<sub>2</sub> d'ici 2030, la grande majorité des projets de production d'hydrogène concerne l'hydrogène brun issu du reformage du gaz naturel et pétrochimique. Il s'agit d'une production hydrogène « classique », qui ne prévoit pas de dispositifs de type CCS pour capter les émissions rejetées pendant la production. A titre d'exemple, parmi les quatre villes sélectionnées pour accueillir des projets pilote d'infrastructures hydrogène (pour le transport, le chauffage et l'approvisionnement d'électricité), seule la ville d'Ansan prévoit l'emploi d'hydrogène vert.

---

<sup>53</sup> L'objectif total de production de véhicules hydrogène s'élève à 6,2 millions d'ici 2040, dont 2,9 millions sont prévus pour le marché intérieur, 3,3 millions pour l'exportation.

<sup>54</sup> Mesure issue de l'*Hydrogen Law (Hydrogen Economy Promotion and Hydrogen Safety Management Law)* promulguée le 4 février 2020, qui devrait entrer en vigueur le 21 février 2021.

<sup>55</sup> Communiqué de Fuel Cell Energy, « [FuelCell Energy Announces Service Agreement with Korea Southern Power Company](#) », 26 juillet 2018 ; « [South Korea: Work Begins on World's Largest Hydrogen Fuel Cell Power Plant](#) », <https://fuelcellsworks.com>, 5 août 2019.

<sup>56</sup> Conformément aux engagements pris en juin 2018 par le MOTIE pour accélérer la construction d'un tissu industriel public-privé pour les véhicules hydrogène. Au total, 118,7 millions EUR proviennent des 13 entreprises membres, dont 3,4 millions EUR ont été investis par Kogas. Le MOTIE, quant à lui, avait prévu un budget de près de 140 millions EUR dans son plan hydrogène de 2018.

<sup>57</sup> J. Shin, « [Kogas to Invest W4.7tr in Hydrogen Industry by 2030](#) », *Korea Herald*, 28 avril 2019 ; [http://www.hynet.co.kr/sub/sub01\\_01.php](http://www.hynet.co.kr/sub/sub01_01.php)

En somme, sur son territoire, la Corée s'oriente vers une production d'hydrogène non vert prenant appui sur son mix énergétique actuel (gaz naturel, produits pétroliers). L'hydrogène est ici employé comme un moyen de produire de l'énergie de façon indépendante et de partiellement limiter les particules carbonées dans l'air urbain, avec une forme de stockage relativement important. Ainsi, l'hydrogène ne semble pas considéré en Corée dans le cadre d'un processus de transition énergétique comparable à ceux qui ont cours en Europe.

L'importation d'hydrogène vert par voie maritime est cependant envisagée, comme en témoigne la signature d'une lettre d'intention signée par l'Australie avec la Corée du Sud et la Nouvelle-Zélande en novembre 2019. L'objet de cet accord est de permettre à la Corée du Sud d'affirmer une souveraineté technologique en matière de transport et de stockage d'hydrogène, tandis que l'Australie accèderait au rang de principal exportateur d'hydrogène, un objectif qu'elle s'est donné d'atteindre pour 2030.

En termes de recherche de maîtrise technologique pour le transport d'hydrogène, la Corée mise également sur le développement du transport par voie maritime entre les pays d'exportation et d'importation hydrogène ; en concurrence avec le Japon<sup>58</sup>. Le mémorandum d'entente avec la Norvège s'articule autour du développement de navires à hydrogène ainsi que sur des technologies de sécurisation de transport d'hydrogène liquéfié par bateaux<sup>59</sup>. Par ailleurs, l'objectif national d'augmenter les capacités de production hydrogène sur le territoire national à 15 GW pour 2040 inclut l'exportation de près de la moitié de cette même production. Ceci légitime d'autant plus cette volonté de se positionner comme pionnier dans les technologies hydrogène maritimes.

L'hydrogène est donc envisagé pour remplacer – partiellement du moins – les carburants fossiles dans la branche du transport, mais également le nucléaire pour le chauffage et l'électricité<sup>60</sup>. Par ailleurs, il est intéressant d'observer que cette volonté de produire à grande échelle n'était pas envisagée dans le programme hydrogène de 2003, tandis que l'intérêt porté aux véhicules à piles à combustible y demeure une priorité constante. Désormais, la période 2018-2022 constitue la phase préparatoire au lancement d'une production de masse de véhicules à pile à combustible. Pendant que sur son territoire la Corée du Sud prépare le réseau de distribution et de production hydrogène, elle se positionne en parallèle comme acteur proactif pour une transition hydrogène globale et mise *in fine* sur la maîtrise des transports terrestres et maritimes.

## 2.4. Etats-Unis

Les Etats-Unis ont été les premiers à prendre en compte l'importance de l'hydrogène avec la mise en place d'une stratégie fédérale, sous forme de feuille de route, dès 2002<sup>61</sup>. La *roadmap* identifie déjà les grands axes de travail (production, transport, stockage, utilisation) avec des usages envisagés dans le transport, la production électrique, mais aussi

---

<sup>58</sup> Voir *infra*.

<sup>59</sup> J. Shin, « [Korea, Norway to Cooperate on Hydrogen, Shipbuilding](#) », *Korea Herald*, 13 juin 2019.

<sup>60</sup> A hauteur de 2,3 GW d'ici 2040, soit pour fournir 940 000 foyers.

<sup>61</sup> Department of Energy, *National Hydrogen Energy Roadmap*, Washington, 2002.

l'utilisation portable pour des ordinateurs ou des téléphones, les piles à combustible remplaçant potentiellement les batteries lithium-ion. Ce premier document, qui fixe le cap global pour les années suivantes, connaît des traductions législatives rapides. En 2005, l'*Energy Policy Act* mentionne déjà l'hydrogène comme priorité « *en partenariat avec l'industrie* », dans une optique profondément liée à la sécurité énergétique nationale. En 2007, l'*Energy Independence and Security Act*, creusant le sillon, instaure la mise en place de prix pour des démonstrateurs technologiques, signe de l'importance de l'hydrogène pour le Department of Energy (DoE), qui est censé chapeauter l'ensemble de la stratégie nationale. A la suite de cette loi, plusieurs programmes fédéraux de financement sont créés, dans l'agriculture et la mobilité (automobiles notamment) en particulier.

S'agissant des choix technologiques, la *roadmap* fédérale de 2002 se montre très ambitieuse, avec la volonté affichée de développer des solutions qui n'émettent pas de CO<sub>2</sub> – en vert comme en bleu, le CCS figurant en bonne place –, y compris avec un recours au nucléaire de 4<sup>ème</sup> génération. Les choix actuels semblent plus pragmatiques, même si toujours foisonnants. Les technologies CCS et CCUS, qui sont favorisées aux Etats-Unis depuis de nombreuses années – en particulier à cause de la production électrique nationale toujours majoritairement issue du gaz et du charbon –, figurent en bonne place dans les stratégies technologiques. Toutefois, le nucléaire de 4<sup>ème</sup> génération semble être, pour le moment du moins, le grand perdant de l'évolution des prévisions énergétiques américaines (seul le solaire à concentration, peu développé aux Etats-Unis, demeure envisagé pour la thermolyse de l'eau). Au contraire, la biomasse et les technologies liées au biogaz semblent devenir plus importantes dans la vision d'un hydrogène (vert ?) national, utilisant notamment les déchets agricoles.

Dès la *roadmap* de 2002, l'approche traditionnelle américaine, fondée sur la coopération public-privé ainsi que sur les enjeux normatifs, est présente. Ainsi, plusieurs entreprises de premier rang sont désignées comme chef de file sur certains segments (Ford pour les applications, Chevron-Exxon pour la production, etc.). Le document met l'accent sur l'importance de développer des standards nationaux, mais aussi de se positionner au niveau multilatéral, en particulier dans le Comité technique 197 de l'ISO.

Cependant, ces visions sont avant tout marquées par l'enjeu de sécurité énergétique que représente l'hydrogène, dans l'optique d'une diminution de la dépendance aux importations de pétrole et de gaz naturel. La situation américaine avant le développement rapide de la production de gaz et pétrole de roche mère à partir de 2008-2009 est marquée par cette très forte dépendance, orientée à la fois vers les voisins immédiats (Canada, Mexique, Trinidad et Tobago) mais aussi des acteurs plus lointains, notamment dans le golfe arabo-persique. La situation stratégique change à la fin de la décennie 2000, avec le renversement rapide de la dépendance des Etats-Unis, amoindrissant le besoin d'accélérer sur les technologies liées à l'hydrogène. En 2009, l'*American Recovery and Reinvestment Act* se montre relativement limité dans ses investissements sur les piles à combustible (42 millions USD sur un total de 27 milliards USD pour les questions énergétiques<sup>62</sup>). Toutefois cela n'empêche pas les Etats-Unis d'être d'ores et déjà l'un des principaux producteurs d'hydrogène au niveau mondial, avec environ 10 millions de tonnes par an, pour un usage en

---

<sup>62</sup> Cependant, quelques autres lignes d'investissement, si elles ne sont pas dédiées aux projets hydrogène, peuvent néanmoins en financer une partie.

grande partie lié à la pétrochimie, incluant également le plus grand réseau de pipelines dédiés à son transport. Avec cette avance certaine par rapport aux pays concurrents sur le plan des infrastructures existantes, les Etats-Unis disposent toujours d'une position stratégique intéressante. Le DoE affiche officiellement une ambition de prix de production à 4 USD/kg pour l'électrolyse de l'eau, étant entendu que celui-ci doit être également comparé au coût environnemental global du cycle de vie de l'hydrogène. Ce prix est ainsi estimé dans la vision de la rentabilité nécessaire des véhicules à hydrogène qui sont, pour le moment, la cible prioritaire du DoE.

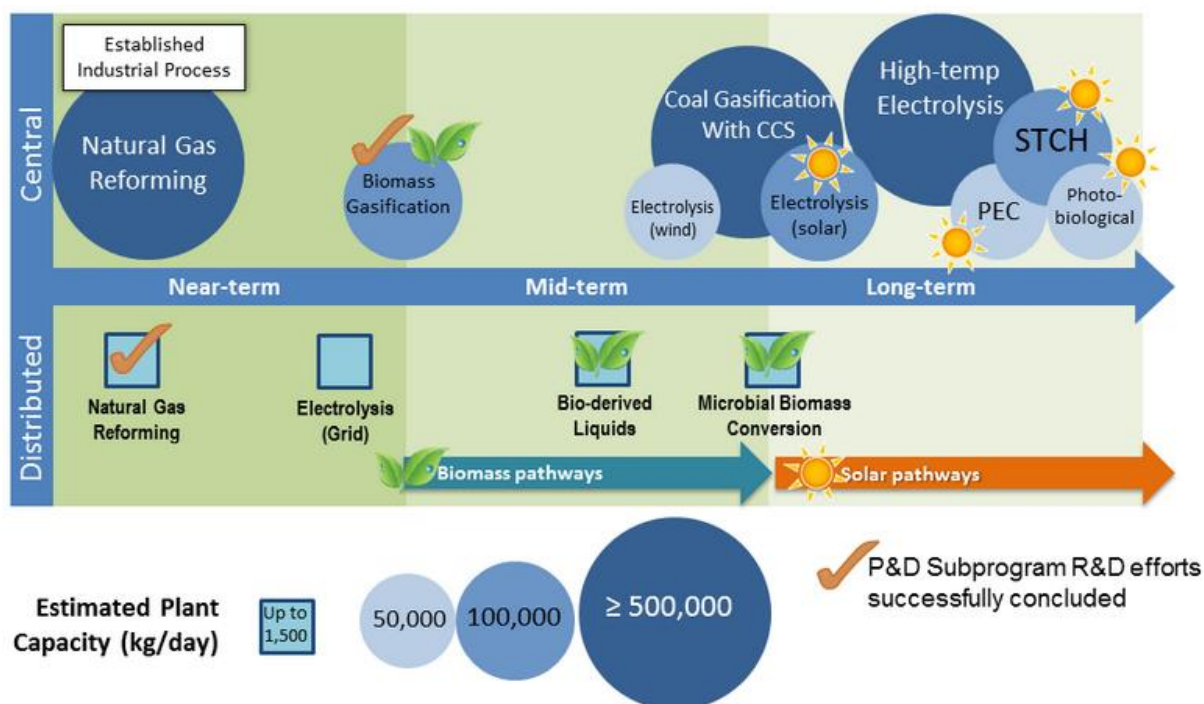


Figure 8 : Vision de l'évolution des technologies de production d'hydrogène (source : DoE)

Les projets liés à l'hydrogène ont finalement été intégrés dans un programme unique du DoE, H2@Scale<sup>63</sup>, destiné à poursuivre les objectifs indiqués dans la *roadmap* de 2002. L'idée de H2@Scale est de poursuivre la vision fondée sur le financement des projets pilote tout en donnant un cadre établi à la coopération public-privé, dans la droite ligne des avancées réalisées au cours de la première partie des années 2000. Le DoE mobilise ainsi ses différents laboratoires nationaux<sup>64</sup>, dont le National Renewable Energy Laboratory (NREL)<sup>65</sup> de Denver, qui est le cœur de l'architecture de recherche publique, y compris au travers de

<sup>63</sup> Page du programme H2Scale sur le site du DoE : <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/h2scale>

<sup>64</sup> En particulier au travers du consortium de recherche HydroGEN.

<sup>65</sup> Page des travaux liés à l'hydrogène sur le site du laboratoire NREL : <https://www.nrel.gov/hydrogen/>



partenariats public-privés (*Cooperative research and development agreement* ou CRADA)<sup>66</sup> avec General Motors, South California Gas, etc.

Le DoE a établi un budget de 115 millions USD pour l'année fiscale 2018 (FY2018) en ce qui concerne l'hydrogène, porté à 120 millions en FY2019 et 150 millions en FY2020. Cependant, celui-ci a été ensuite revu à la baisse – avec un budget de 44 millions USD demandé pour la FY2021. L'hydrogène représente 5,4 % du budget total du bureau Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) du DoE pour la FY2020 (soit 0,4 % en regard du budget total du DoE).

Avec ce ralentissement au niveau fédéral, ce sont les Etats fédérés qui prennent progressivement le relais, en particulier la Californie ces dernières années. L'Etat de Californie est en effet à la fois victime d'un positionnement paradoxal et profondément impliqué dans le développement des nouvelles technologies énergétiques. La Californie a ainsi été au cœur du plus grand scandale énergétique récent avec l'affaire Enron, dont les effets concrets continuent de se faire sentir sur l'approvisionnement énergétique de l'Etat. Au-delà, la Californie est l'un des Etats qui souffrent le plus des effets des changements climatiques, avec une désertification qui ne cesse de s'accroître, comme en témoignent les incendies géants qui sont devenus des événements récurrents. En conséquence, les questions liées à l'environnement y trouvent un écho particulier, et l'Etat se montre, depuis des années, profondément impliqué dans les transitions énergétiques, avec une refonte – plus que nécessaire – des réseaux électriques et une utilisation plus importante des énergies renouvelables<sup>67</sup>. A ce titre, l'hydrogène fait pleinement partie de la vision de la transition énergétique californienne, en particulier dans la mobilité, la Californie étant le troisième plus vaste Etat des Etats-Unis après l'Alaska et le Texas.

Le *Clean Transportation Program* de la Commission de l'énergie de Californie est ainsi dédié à l'investissement dans les infrastructures permettant d'envisager un passage vers l'hydrogène comme carburant du futur, notamment par la création d'un réseau de stations de recharge, la *hydrogen highway*. L'objectif affiché est d'1,5 million de véhicules à l'hydrogène en 2025<sup>68</sup>. Depuis 2004 et les suites de l'affaire Enron, la Californie a ainsi décidé d'investir grandement sur l'hydrogène, à un niveau presque équivalent à celui du DoE, mais les résultats sont mitigés, avec seulement une quarantaine de stations de recharge opérationnelles après plus d'une décennie d'investissements<sup>69</sup>.

Toutefois, la Californie demeure le territoire américain le plus en pointe dans le domaine de l'hydrogène, comme en témoignent les financements et initiatives publics et privés. Une analyse des différentes associations professionnelles régionales montre par ailleurs une

---

<sup>66</sup> Description du dispositif CRADA Call sur le site du laboratoire NREL : <https://www.nrel.gov/hydrogen/h2-at-scale-crada-call.html>

<sup>67</sup> La matrice électrique de l'Etat laisse apparaître une production à 31 % faite par des renouvelables (dont 11 % de solaire et 11 % d'éolien), mais nécessitant toujours d'importer 32 % de l'électricité consommée depuis d'autres Etats et le Mexique (<https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/2018-total-system-electric-generation>).

<sup>68</sup> Pour une description des dispositifs de financement pour le programme de transports propres de l'Etat de Californie, voir : <https://www.energy.ca.gov/programs-and-topics/programs/clean-transportation-program/clean-transportation-funding-areas-1>

<sup>69</sup> California Air Resources Board, *Annual Evaluation of Fuel Cell Electric Vehicle Deployment & Hydrogen Fuel Station Network Development*, 2018.

forte présence des acteurs locaux de l'énergie (Pacific Gas and Electric Company, South California Gas Company), le plus souvent aux côtés d'acteurs étrangers, asiatiques notamment (Toyota, Honda, Hyundai, Sumitomo, etc.). C'est d'ailleurs sans doute l'une des explications des limites que rencontre l'hydrogène aux Etats-Unis. Alors que l'ensemble du système de développement technologique américain est conçu pour fonctionner en synergie public-privé, les deux parties ne semblent pas en accord.

Le public tout d'abord, après une vague d'enthousiasme dans les années 2000, semble aujourd'hui plus frileux, avec un recentrage sur d'autres priorités technologiques, sauf dans des cas spécifiques comme la Californie. Le privé, quant à lui, apparaît également en retrait, du moins s'agissant des très grandes entreprises. Les acteurs majeurs de l'énergie, notamment les *super majors*, ne sont que peu impliqués dans le développement de l'hydrogène, avec la priorisation de la production nationale d'hydrocarbures. Ils sont suivis en cela par les constructeurs automobiles, qui restent pour la plupart hésitants sur les choix technologiques pour demain. Les acteurs industriels les plus impliqués sont ainsi, pour le moment, soit des PME, soit des entreprises de taille intermédiaire qui manquent de la capacité – y compris financière – d'impulsion globale. Les récents changements au sein de certains grands acteurs, dont Chevron-Texaco, qui a rejoint le Hydrogen Council début 2020<sup>70</sup>, pourront peut-être modifier la situation dans les prochaines années, à condition que les acteurs politiques prennent également la mesure de l'enjeu compétitif que l'hydrogène représente d'ores et déjà.

## 2.5. France

Après avoir lancé l'initiative européenne des batteries pour contrer les faiblesses de l'Europe dans la compétition liée au stockage d'électricité, la France se positionne depuis un an comme un acteur important de l'hydrogène décarboné au plan européen. Il s'agit pour Paris de demeurer un pays majeur au plan continental dans le domaine des technologies énergétiques sobres en carbone, après le quasi-abandon de la filière électronucléaire et le virage raté dans les énergies renouvelables.

De plus, l'hydrogène apparaît intéressant pour la France dans le contexte de sa transition énergétique amorcée. Alors que l'évolution du mix électrique vers moins de grandes unités – centrales nucléaires majoritairement – et plus de renouvelables induit une appréhension différente de l'équilibre de sécurité énergétique au plan national<sup>71</sup>, le stockage énergétique doit permettre d'assurer la sécurité des approvisionnements en électricité, en particulier par gestion des intermittences. Dans ce domaine, l'hydrogène aurait un rôle majeur à jouer, comme le relèvent les auteurs d'un rapport de 2015 sur la filière énergie-hydrogène<sup>72</sup>. Les auteurs du rapport pointent également les coûts engagés pour la production d'hydrogène –

---

<sup>70</sup> [Communiqué de Chevron](#), 15 janvier 2020.

<sup>71</sup> Cette transition, au-delà d'être simplement technologique et technique, implique également un changement de paradigme à la fois vertical – d'un secteur orienté par la production à un secteur orienté par la consommation – et territorial – d'une vision très centralisée du réseau vers une décentralisation par la multiplication d'agrégats régionaux de production-consommation – qui entraîne une refonte complète de l'électricité en France.

<sup>72</sup> J.-L. Durville *et alii*, *La filière hydrogène-énergie*, Ministère de l'Ecologie du Développement durable et de l'Energie/Ministère de l'Economie, de l'Industrie et du Numérique, Paris, 2015.

entre 1 et 10 EUR/Kg – ainsi que les nombreux enjeux industriels que représente la création d'une filière nationale dédiée – transport, utilisation – au-delà des usages traditionnels de ce gaz. L'hydrogène représente donc pour la France un enjeu lié à la transition des systèmes énergétique et électrique, aussi bien que pour la mobilité.

Il y a un objectif national de structuration d'une véritable filière de l'hydrogène, qui peut s'appuyer sur plusieurs acteurs volontaristes, à l'image d'Air Liquide, mais qui achoppe sur un manque d'intérêt de la part de certains autres. Dans le domaine de la mobilité, la capacité de mobilisation de l'Etat pour ce qui est du transport ferroviaire *via* la SNCF semble porter ses fruits, mais les constructeurs automobiles apparaissent, quant à eux, plus frileux (*a fortiori* avec leurs déboires économiques actuels). L'approche traditionnelle française liée à la souveraineté technologique sur certaines briques, que les gouvernements successifs tentent d'appliquer à l'hydrogène, semble être un demi-succès. Certes, un embryon de filière se met en place, avec une certaine coopération public-privé (CEA, RTE, SNCF, Ademe, Air Liquide, GRTGaz, etc.). Mais les ambitions annoncées sont très importantes et nécessiteraient d'aller bien au-delà. En outre, il existe une différence certaine entre le message volontariste et les textes réglementaires eux-mêmes.

L'ambition affichée de l'hydrogène décarboné est ainsi beaucoup moins présente dans les textes normatifs. A titre d'exemple, la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) dispose un taux d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel de 10 % fin 2023 et entre 20 et 40 % fin 2028<sup>73</sup>. Même si le plan de développement de l'hydrogène pour la mobilité est important (400 à 1 000 stations de recharge fin 2028), il repose néanmoins avant tout sur une production qui demeurerait grandement fossile à la fin de la décennie 2020. Dans ce contexte, et malgré la volonté d'encourager – y compris par des financements – la production verte, la question se pose de l'adéquation entre discours et moyens, d'autant plus au vu de la faiblesse des capacités de méthanisation annoncées dans la PPE : entre 340 et 410 MW installés fin 2028. Ainsi, il est fort probable, étant donné la différence entre les volumes décarbonés annoncés et les ambitions de développement de l'usage de l'hydrogène, que ces derniers se fassent avec un recours important au gaz naturel. Si la PPE dispose que l'utilisation du gaz en tant qu'énergie primaire doit diminuer de 10 % en 2023 et 22 % en 2028 (par rapport à 2012), la production d'hydrogène devrait absorber une partie importante des volumes restants. Cette situation est d'autant plus étonnante que le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES), à l'époque dirigé par N. Hulot, avait proposé en 2018 un plan de déploiement de l'hydrogène ambitieux, mettant l'accent sur l'hydrogène décarboné<sup>74</sup>.

L'enjeu de l'hydrogène décarboné est évoqué dans le plan de 2018 du MTES comme un axe majeur devant structurer la maturation de la filière. Il met en particulier l'accent sur le besoin d'une certaine maturation économique de la technologie, ainsi que sur la production décentralisée, dans la droite ligne de l'évolution du secteur de la production électrique. Il faut relever à ce titre que la production d'hydrogène en France, si elle est établie de longue date, demeure fortement carbonée, vision peu compatible avec celle de la transition

<sup>73</sup> [Texte de la PPE](#).

<sup>74</sup> Ministère de la Transition écologique et solidaire, *Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique*, MTES, Paris, 2018. Toutefois, il convient de noter que les objectifs d'hydrogène décarboné de la PPE sont cohérents avec ceux demandés dans ce plan à l'horizon 2028.

écologique portée par N. Hulot. Ainsi, en 2015, l'hydrogène était en France un produit purement industriel produit très majoritairement à partir de sources hydrocarbures, l'électrolyse de l'eau ne représentant que 0,2 % de la production nationale<sup>75</sup>. Il y a là un paradoxe majeur à résoudre, d'autant que les industriels nationaux n'ont pas tous la même vision du sujet, certains prônant un développement accéléré de l'hydrogène bleu pour atteindre une commercialisation rapide, tandis que l'approche des autorités publiques est plutôt orientée vers un développement de l'hydrogène vert. La question essentielle ici est celle des émissions de gaz à effet de serre, dans un pays qui peine depuis plusieurs années à concilier sa volonté de transition – laquelle amoindrit la part du nucléaire, pourtant très faible émetteur de CO<sub>2</sub> en faveur de sources aux impacts potentiellement plus importants – et ses objectifs climatiques. Disposer d'un système de stockage d'énergie qui obérerait le bilan carbone national représenterait en ce sens un paradoxe incompréhensible<sup>76</sup>.

Pour la France, l'hydrogène représente également un formidable sujet de coopération transnationale, en particulier avec les pays de l'Union européenne. La France cherche, au-delà de la coopération avec les partenaires européens, de nouveaux relais internationaux, parmi lesquels le Japon s'impose comme un choix prioritaire. Les relations franco-japonaises dans l'hydrogène – incarnées par des événements conjoints tel le séminaire ministériel parisien du 24 juin 2019<sup>77</sup> – sont particulièrement prometteuses, en particulier grâce à la vision commune sur la nécessité de disposer d'un hydrogène décarboné.

*In fine*, la France apparaît comme au milieu du gué par rapport à d'autres acteurs. D'une part, les déclarations politiques nationales ainsi que les partenariats noués apparaissent ambitieux, aptes à répondre aux défis que posent les transitions engagées. D'autre part, la réalité règlementaire et l'absence de certaines briques technologiques risquent – en regard d'une vision ambitieuse – d'obérer le déploiement à grande échelle des technologies hydrogène bas carbone<sup>78</sup>. Une partie de la conciliation entre ces deux aspects se retrouve dans la volonté de nouer de multiples partenariats, y compris, voire surtout, celui avec le Japon.

## 2.6. Japon

En Asie, le Japon semble être le pays le plus avancé dans les technologies liées à l'hydrogène, au point de vouloir faire de l'utilisation de celui-ci un palliatif à la crise énergétique que le pays traverse depuis la catastrophe de Fukushima. L'arrêt puis le redémarrage partiel et lent

---

<sup>75</sup> J.-L. Durville *et alii*, *op. cit.* ; un constat identique se trouve dans E. Beeker, *Y a-t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique ?*, France Stratégie, Paris, 2014.

<sup>76</sup> A ce titre il convient de prendre en compte certaines conclusions du rapport de RTE, *La transition vers un hydrogène bas carbone* (2020), sur l'analyse électrification vs production d'hydrogène et sur les enjeux techno-économiques du dimensionnement et de la localisation des électrolyseurs, ainsi que du stockage.

<sup>77</sup> Présentation du séminaire franco-japonais sur le site du Trésor : <https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2019/07/02/retour-sur-le-seminaire-hydrogene-france-japon-du-24-juin-2019-politiques-publiques-developpement-industriel-recherche>.

<sup>78</sup> Le projet GRHYD est emblématique de cet entre-deux. Il est présenté comme un démonstrateur très ambitieux d'hydrogène vert pour la ville de Dunkerque, cherchant à produire un hydrogène qui sera injecté dans les réseaux gaziers d'habitat et de mobilité. Toutefois, ce taux d'injection de 6 à 20 % laisse entrevoir un rendement énergétique – et par conséquent climatique final – qui demeure modeste.

des centrales nucléaires nationales<sup>79</sup> ont plongé le pays dans une véritable crise énergétique, obligeant le Japon à augmenter sa dépendance aux fournisseurs d'hydrocarbures, à commencer par le gaz naturel. Le Japon est aujourd'hui le premier importateur mondial de GNL devant la Chine, avec 113 milliards de m<sup>3</sup> en 2018, soit plus du quart du total mondial. Cette situation a entraîné une hausse des émissions de gaz à effet de serre du pays, le Japon ne retrouvant le niveau pré-2011 qu'en 2017<sup>80</sup>.

Le Japon multiplie depuis quelques années les stratégies liées à l'hydrogène, renforçant chaque fois la vision industrielle au sein de celles-ci. En 2017, la *Basic Hydrogen Strategy* du ministère de l'Economie, du Commerce et de l'Industrie (METI) posait les fondations d'une véritable société de l'hydrogène, dans l'énergie et la mobilité<sup>81</sup>. En 2019, la *Strategy for Developing Hydrogen and Fuel Cell Technology*, toujours sous l'égide du METI, est publiée<sup>82</sup>. Ce document est l'aboutissement d'une vision étatique de longue durée puisque le Japon s'est impliqué dans le développement de l'hydrogène dès les années 1970. Les trois axes de la stratégie de 2019 sont ainsi : les piles à combustible (stationnaires et pour véhicules), la chaîne logistique et l'électrolyse de l'eau, laissant apparaître une volonté d'aboutir le plus rapidement possible à un hydrogène véritablement décarboné. Cette stratégie nationale implique également une approche régionalisée, avec l'aménagement du territoire japonais comme enjeu majeur ; trois principaux pôles émergent : Fukuoka, Fukushima et Yamanashi.

La région de Fukushima est d'ailleurs mise en avant comme le pôle national des technologies liées à l'hydrogène, en particulier sur la mobilité. Le programme *Fukushima Renewable H2 Project* (FH2P) a pour but de créer un démonstrateur à grande échelle de la production décarbonée d'hydrogène à partir d'eau en utilisant un système solaire photovoltaïque (20 MW)<sup>83</sup>, dans l'optique d'un remplacement à moyen terme de l'hydrogène brun par un hydrogène vert produit nationalement. Destiné à être opérationnel en 2020, le FH2P doit servir de vitrine technologique dans la perspective des Jeux olympiques de Tokyo, où le Japon entend démontrer ses capacités dans le domaine environnemental<sup>84</sup>. Il s'agit également de permettre ici la revitalisation de la région de Fukushima suite à la catastrophe de 2011, faisant de la préfecture l'un des principaux pôles des énergies renouvelables du pays<sup>85</sup>.

Les industriels japonais ont intégré de longue date la vision étatique de l'enjeu de l'hydrogène pour la société japonaise. Les constructeurs automobiles nationaux ont ainsi été les premiers à proposer au grand public des véhicules fonctionnant à l'hydrogène, à l'image

---

<sup>79</sup> Le Japon avait d'ailleurs été pionnier sur le couple nucléaire à très haute température-hydrogène grâce au projet de réacteur HTTR. Celui-ci semble totalement à l'arrêt depuis l'accident de Fukushima (pour une description du projet, voir <http://project-vinco.eu/wp-content/uploads/2017/11/02-JAEA-Status-9th-Int-Scool-Nucl-Power-VINCO-20171117-R1.pdf>).

<sup>80</sup> Source : BP Statistical 2019.

<sup>81</sup> M. Nagashima, *Japan's Hydrogen Strategy and its Economic and Geopolitical Implications*, IFRI, Paris, 2018.

<sup>82</sup> METI, *Strategy for Developing Hydrogen and Fuel-Cell Technologies Formulated*, 18 septembre 2019.

<sup>83</sup> Avec un système de membrane alcaline, moins efficient mais moins coûteux que le PEM.

<sup>84</sup> Dans cette optique de « *soft power* technologique », la flamme de la torche olympique sera pour la première fois alimentée à l'hydrogène.

<sup>85</sup> Présentation de la restructuration de la préfecture de Fukushima sur le site du METI : [https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/fukushima\\_vision/pdf/fukushima\\_vision\\_en.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/fukushima_vision/pdf/fukushima_vision_en.pdf)

de la Toyota Mirai<sup>86</sup> ou de la Honda Clarity<sup>87</sup>. En soutien de cette offre, le développement des stations de recharge d'hydrogène est particulièrement important au Japon, le pays visant les 160 stations en 2020 (134 étaient installées au printemps 2019)<sup>88</sup>, grâce, notamment, à une forte coopération public-privé au travers du *Japan Hydrogen and Fuel Cell Demonstration Project*. Les industriels nationaux de l'automobile ont d'ailleurs formé, fin 2017, une co-entreprise, Japan H2 Mobility<sup>89</sup>, pour le développement rapide des stations de recharge dans le pays, en soutien des nouvelles lignes de véhicules à l'hydrogène qui arrivent rapidement sur le marché.

L'approche japonaise s'oriente très majoritairement, suivant les savoir-faire des industriels nationaux de l'énergie, vers un hydrogène décarboné à partir d'énergie solaire. Si la stratégie de 2019 insiste sur la nécessité de poursuivre les travaux dans le domaine de la séquestration du carbone, étant donné les modes actuels de production de l'hydrogène, c'est bien dans la production à partir de renouvelables que le pays voit son avenir ; l'horizon 2050 étant avancé pour la « société de l'hydrogène ». C'est d'ailleurs la structuration même des entreprises au Japon, avec la prédominance des grands consortiums industriels multisectoriels, qui oriente ces développements. En effet les principaux acteurs – Mitsubishi Heavy Industries, Toshiba, Hitachi, Mitsui, etc. – sont tous impliqués à la fois dans l'énergie, le transport, l'industrie, parfois la construction navale, ce qui leur permet d'envisager une complémentarité entre certaines lignes de produits, tout en leur offrant la capacité de standardiser des offres pour des technologies transverses comme peut l'être l'hydrogène. A titre d'exemple, Mitsubishi Heavy Industries propose à la fois des piles à combustible, des centrales pétrochimiques, des panneaux solaires, des éoliennes, des systèmes CCS pour centrales thermiques, mais aussi des avions (civils et militaires), des navires spécialisés (dont des méthaniers), des équipements pour trains et automobiles<sup>90</sup>.

Au-delà, le Japon envisage également l'hydrogène comme une matière énergétique transportable sur de longues distances, comme en témoigne le partenariat noué en 2015 avec l'Australie pour le développement de la liquéfaction et du transport maritime de l'hydrogène liquéfié<sup>91</sup>. Le Japon souhaite ainsi reproduire dans l'hydrogène la stratégie qu'il avait mise en œuvre dans le gaz naturel, en s'appuyant là aussi sur le savoir-faire national, en particulier s'agissant des constructions navales. En outre, le Japon insiste clairement, dans ses documents stratégiques, sur la nécessité de maintenir une coopération internationale forte dans le domaine, avec un certain nombre d'acteurs choisis – dont la France et, de manière plus large, l'Union européenne –, pour ne pas se laisser distancer dans la compétition technologique internationale. Le Japon est également très impliqué dans la promotion de l'hydrogène au niveau multilatéral que ce soit au travers du G7 ministériel de Kita-Kyushu de 2015 (puis du G7 de Shima en 2016), du G20 ministériel de Karuizawa en 2019, ou des travaux de l'Agence internationale de l'énergie, dont le Japon a impulsé le rapport *The Future of Hydrogen* en 2019 pour le G20 de Karuizawa. Tokyo entend ainsi se

---

<sup>86</sup> Présentation de la Toyota Mirai : <https://www.toyota.fr/new-cars/mirai/>

<sup>87</sup> Présentation de la Honda Clarity : <https://automobiles.honda.com/clarity-fuel-cell>

<sup>88</sup> « [Japan Aiming for 160 Hydrogen Charging Station Locations by Fiscal 2020](#) », *Japan Times*, 21 février 2019.

<sup>89</sup> METI, [Japan H2 Mobility, a Company for Development of Hydrogen Stations, Established](#), mars 2018.

<sup>90</sup> Pour un aperçu des différents secteurs de Mitsubishi Heavy Industries, voir <https://www.mhi.com/products>

<sup>91</sup> Un autre a été signé avec Brunei quelques temps après.

positionner comme le pays *leader* parmi les pays les plus avancés technologiquement, prenant le pas sur les Etats-Unis notamment. Eu égard aux efforts de développement entrepris par la Chine en ce domaine, la stratégie japonaise est ainsi forcée de se tourner à la fois vers la coopération public-privé en interne, mais aussi l'utilisation d'un certain nombre de projets à l'international, pour ne pas voir se reproduire les situations déjà expérimentées dans les domaines des énergies renouvelables et des batteries, où les entreprises japonaises avaient été pionnières mais avaient finalement été dépassées par leurs concurrentes chinoises sur la question des parts de marché<sup>92</sup>.

## 2.7. Pays-Bas

En Europe, les Pays-Bas se positionnent comme pionniers pour le développement des capacités de production et de distribution d'hydrogène. Au travers de la stratégie nationale, parue en avril 2020, et de la feuille de route hydrogène pour 2030<sup>93</sup>, l'hydrogène est envisagé comme moyen de reconversion du tissu industriel gazier et pétrochimique, présent en particulier dans le nord du pays, dans le bassin de Groningen ; il n'est à ce titre pas étonnant de retrouver Shell au premier plan des développements industriels aux Pays-Bas et au-delà<sup>94</sup>. Bien que la priorité aille à la production et au transport de l'hydrogène par pipelines, une dynamique de soutien aux projets R&D est également affichée. Le but serait de transformer cette région en un véritable *hub* hydrogène pour tout le nord-ouest de l'Europe<sup>95</sup>. Cette ambition s'inscrit par ailleurs dans la vision de l'Union européenne pour une plus grande intégration du marché énergétique européen et pour la poursuite du développement des réseaux transnationaux, politique déjà engagée dans le gaz et l'électricité.

Compte tenu des engagements européens de neutralité carbone d'ici 2050, la production d'hydrogène vert est favorisée. Il s'agit dans un premier temps de raccorder des parcs éoliens (*offshore* et *onshore*) aux unités de production dédiées. A cet effet, les Pays-Bas se positionnent en faveur de coopérations multilatérales avec les pays voisins, en particulier l'Allemagne, le Royaume-Uni et la Norvège, afin de former un réseau électrique *offshore* régional, connectant les différents parcs existants ou futurs. L'objectif est d'assurer l'acheminement continu et suffisant d'électricité zéro carbone pour la production d'hydrogène vert. Le principe de connexions transnationales *offshore* a déjà été mis en place par le gestionnaire du réseau de transport national TenneT<sup>96</sup>, à l'instar du raccord NordNed avec la Norvège, pour l'acheminement d'énergie hydraulique vers les Pays-Bas (580 km de distance pour 700 MW de capacité), ou encore du raccord Cobracable entre Emshaven et

<sup>92</sup> N. Mazzucchi, « L'énergie au Japon, dépendance aux hydrocarbures et course à la technologie », *Grands Dossiers de Diplomatie*, n°56, mai-juin 2020, pp. 48-51.

<sup>93</sup> [Stratégie hydrogène](#) du gouvernement néerlandais, avril 2020 ; J. Gigler et M. Weeda, [Outlines of a Hydrogen Roadmap](#), TKI Neuw Gas, mai 2018.

<sup>94</sup> Shell Global Solutions est l'une des rares entreprises qui soit un membre à part entière de l'initiative *IEA Hydrogen*.

<sup>95</sup> Voir *infra*.

<sup>96</sup> Que l'on retrouve également pour une partie du réseau allemand.

Endrup au Danemark (325 km, 700 MW), opérationnels depuis, respectivement, 2008 et 2019<sup>97</sup>.

Si la production massive d'hydrogène vert est affichée comme objectif ultime, l'hydrogène bleu, quant à lui, est vu comme solution complémentaire permettant d'échelonner les coûts d'investissements et des subventions dans le temps<sup>98</sup>. Un recours à l'hydrogène bleu en parallèle de l'hydrogène vert répond à une double logique climatique et économique. D'une part, les technologies de capture du CO<sub>2</sub> émis par la production d'hydrogène bleu permettront d'atteindre les objectifs nationaux de réduction des émissions carbone pour 2030. D'autre part, la production d'hydrogène bleu augmente les capacités de production dédiées globales – de 500 MW en 2025 à 3-4 GW d'ici 2030 – suffisamment pour accéder aux économies d'échelle. Ce palier économique permettrait alors de réduire les coûts de production, et donc de prioriser les investissements pour continuer à développer la production d'hydrogène vert dans une gamme de prix plus compétitive.

Toutefois, si l'offre d'hydrogène se doit d'être, à terme, abondante pour pouvoir réduire les coûts de production, la demande doit être là. C'est pourquoi l'objectif premier des Pays-Bas n'est pas « d'inonder » un marché au risque de ne pas rencontrer la demande suffisante, mais bel et bien de commencer la production hydrogène à une échelle plus modeste mais pertinente. Sont principalement ciblées les industries chimiques, métallurgiques, plus généralement des industries avec un besoin en hautes températures ou d'une très haute sécurité d'approvisionnement énergétique.

Afin d'augmenter ce type de demande, l'exportation d'hydrogène vers les foyers industriels proches est programmée. Il serait donc question d'utiliser les réseaux de distribution gaziers déjà existants et de continuer à les prolonger jusque dans la Belgique flamande et la région de la Ruhr en Allemagne. Ainsi, comme évoqué précédemment, les Pays-Bas pourraient servir de base de production d'hydrogène vert et bleu avant de l'exporter dans tout le nord-ouest de l'Europe. Slochteren, au large de Groningen, étant depuis 1963 une zone d'extraction de gaz naturel, le réseau de pipelines et les industries chimiques y sont denses. Ceci facilite une transition progressive du transport du gaz naturel vers celui de l'hydrogène. Bien que les infrastructures nécessitent forcément une adaptation au transport de l'hydrogène, la plupart des axes majeurs sont déjà en place.

A la différence d'autres pays, l'aspect régional pour la transition hydrogène est particulièrement mis en avant. L'intérêt initial pour l'hydrogène provient de la région nord des Pays-Bas (regroupement des provinces de Drenthe, la Frise et Groningen) pour être ensuite porté au niveau national<sup>99</sup>. Depuis 2015, le gouvernement néerlandais a décidé de réduire très fortement l'extraction de gaz naturel, en raison des tremblements de terre à répétition<sup>100</sup>. Cette politique tend à s'intensifier, ce qui force la région à trouver des

---

<sup>97</sup> Présentation des interconnexions de TenneT : <https://www.tennet.eu/our-grid/international-connections/about-international-connections/>

<sup>98</sup> Il est prévu que l'hydrogène bleu soit présent de façon plus significative jusqu'en 2030, voire plus tard, selon l'évolution du prix du gaz naturel et de celui du CO<sub>2</sub>.

<sup>99</sup> Nordelijke Innovation Board, *The Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands*, Groningen, 2017.

<sup>100</sup> L'arrêt complet de la production de gaz, initialement prévu pour 2030, a d'ailleurs été avancé pour mi-2022. Pour de plus amples informations sur la situation du secteur gazier aux Pays-Bas, voir Karel Beckman, Jilles van



alternatives pour se reconvertir. L'hydrogène présente un grand potentiel de redynamisation pour toute la branche chimique et permet de continuer à répondre efficacement aux besoins énergétiques élevés liés à la concentration d'activité industrielle sur place.

Aussi, un certain nombre de projets hydrogène sont en phase de lancement. Parmi eux, on peut mentionner l'ouverture du centre de test Hydrohub<sup>101</sup>, destiné aux instituts de recherches et aux entreprises pour développer des solutions et des standards de conception pour la production à grande échelle d'hydrogène, ainsi que la construction de la première unité de production d'hydrogène vert en grand volume en Europe (d'abord 20 MW puis augmentation de la capacité à 1 GW), portée par Nouyon et Gasunie<sup>102</sup>. Il est prévu que de tels projets régionaux soient priorités jusqu'à 2030. Les Pays-Bas, comme le Japon d'une certaine manière, adoptent ainsi une vision des enjeux à la fois transnationale, avec la nécessité des coopérations, mais aussi régionale, avec l'émergence de pôles dédiés, notamment pour des questions de reconversion ou de redynamisation.

## 2.8. Union européenne

L'engagement néerlandais dans le déploiement de l'hydrogène est en corrélation avec la stratégie hydrogène élaborée par l'Union européenne et publiée le 8 juillet 2020<sup>103</sup>. Si les deux premières vagues d'intérêt, surtout technologique, pour l'hydrogène, respectivement 1988-1989 et 2003-2004, n'avaient pas abouti à un décollage de la technologie au sein de l'Union, l'idée de produire de l'hydrogène à grande échelle réapparaît fortement depuis 2018-2019<sup>104</sup>. Pour la Commission, l'objectif est de substituer l'hydrogène aux énergies fossiles utilisées pour les activités très énergivores dans les industries et la mobilité lourde ou longue distance, faisant de l'hydrogène le complément des énergies renouvelables dans la décarbonation du secteur de l'énergie en Europe. Au-delà de la considération environnementale, la spécificité de ce regain d'intérêt réside dans la conception paneuropéenne de la production et du transport de l'hydrogène. Autrement dit, le réaménagement du territoire européen pour accueillir et déployer les structures hydrogène devient une priorité.

Pour ce faire, la Commission envisage – à moyen-long terme – de développer des projets d'infrastructure et de connexions de réseaux longue distance<sup>105</sup>. A l'instar des Pays-Bas, qui se positionnent comme pierre angulaire de l'hydrogène pour le nord-ouest de l'Europe<sup>106</sup>, l'Union européenne a également envisagé de concentrer les unités de productions

---

den Beukel, « [The Great Dutch Gas Transition](#) », *Oxford Energy Insight*, n° 54, Oxford Institute for Energy Studies, juillet 2019.

<sup>101</sup> <https://www.chemport.eu/news/article/hydrohub-tests-sustainable-hydrogen-technology-for-industry/>

<sup>102</sup> « [Dutch 20 MW Green Hydrogen Electrolyzer Project Secures EU Funding](#) », S&P Platts, 20 janvier 2020.

<sup>103</sup> Communication de la Commission européenne, *A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe*, Bruxelles, 2020.

<sup>104</sup> Voir la déclaration de Romano Prodi, alors Président de la Commission européenne, sur l'hydrogène : <https://cordis.europa.eu/article/id/21474-hydrogen-is-the-way-forward-says-prodi/fr>

<sup>105</sup> L'ensemble des projets transnationaux liés aux infrastructures hydrogène seront considérés et financés comme des Projets importants d'intérêt commun (IPCEI) dès 2021.

<sup>106</sup> Voir *supra*.

d'hydrogène vert – issu du solaire – en Espagne pour approvisionner les pays voisins, jusqu'en Allemagne. Mais ce projet semble à l'heure actuelle assez lointain. A l'inverse, il existe déjà, depuis 2017, un partenariat de réseau hydrogène dans la région de la Baltique et la Scandinavie (regroupant le Danemark, la Lettonie, l'Estonie, la Suède et la Norvège)<sup>107</sup>. Les Pays-Bas et les pays de la région baltique montrent ainsi leur volonté de développer des réseaux hydrogène, d'abord à une échelle modeste, couvrant une zone géographique précise (respectivement le nord-ouest de l'Europe et la région baltique), dont les besoins sont identifiés et concentrés ; tout en sachant que ces mêmes réseaux pourront être amenés à être étendus par la suite. A l'inverse, l'option existe aussi de penser la création de très grands axes *via* des raccords transnationaux afin de desservir l'ensemble de l'Europe. Cette seconde option paraît plus ambitieuse mais également plus lente à mettre en place face aux développements régionaux. L'enjeu sera donc d'harmoniser ces deux dynamiques opposées : celle de la régionalisation, répondant à une approche de développement ascendante (*bottom-up*), et l'approche descendante (*top-down*) de la Commission. Celle-ci a finalement fait un choix hybride puisqu'elle promeut dans un premier temps (2020-2024) une vision locale de la production-consommation avant une seconde phase (2024-2030) de développement de réseaux à plus longue distance.

De manière générale, la question de la centralisation ou décentralisation des sites de production hydrogène reste ouverte. Tandis que certains acteurs industriels et régionaux ont déjà lancé leurs projets pour des échelles locales, d'autres prévoient de créer de véritables *hydrogen valleys* dans différentes régions d'Europe pour fournir de l'hydrogène à grande échelle aux pays voisins. Or, un soutien aux développements hydrogène régionaux à petite ou moyenne échelle pourrait diminuer l'efficacité d'une politique exclusivement paneuropéenne conduite parallèlement. Inversement, une très forte centralisation pourrait obérer le développement des foyers de production régionaux même si ces derniers se révélaient pertinents. Par ailleurs, la centralisation – du moins le fort niveau d'interconnexion – du réseau peut continuer à intéresser pour des utilisations spécifiques liées à la sécurité des approvisionnements énergétiques. Le projet *RESHUB*, soutenu par l'Agence européenne de défense (AED) et piloté par la Slovénie en collaboration avec la Hongrie, la Belgique, l'Autriche et l'Allemagne, en est une illustration. Il s'agit de créer une capacité de stockage énergétique et de renforcer les réseaux hydrogène entre les différents pays pour les usages liés à la sécurité et à la défense<sup>108</sup>.

Le recours à l'importation d'hydrogène (vert) produit en dehors de l'Union est une solution également mise en avant pour répondre à une double logique de réduction des coûts et de garantie d'un approvisionnement suffisant en hydrogène. A l'instar de la stratégie hydrogène allemande, la *2x40 GW Electrolyser Initiative* – reprise dans la stratégie hydrogène de la Commission – repose sur l'idée de construire un partenariat multilatéral étroit qui rassemble une capacité de production de 40 GW d'hydrogène au sein de l'UE en 2030, 30 GW en Afrique du Nord et 10 GW en Ukraine<sup>109</sup>. La base d'échange s'effectuerait sur l'exportation des technologies énergétiques par l'Europe vers l'Afrique ou l'Ukraine

---

<sup>107</sup> Scandinavian Hydrogen Highway Partnership, « [Five Countries will Collaborate for Clean Transport in the Baltic Sea Region](#) », décembre 2017.

<sup>108</sup> Projet [RESHUB](#).

<sup>109</sup> A. van Vijk et J. Chatzimarkakis, [Green Hydrogen for a European Green Deal A 2x40 GW Initiative](#), Hydrogen Europe, mars 2020.

contre l'importation de la production massive d'hydrogène vert effectuée sur place. En somme, ce projet permettrait de protéger les industries européennes de la branche hydrogène tout en contribuant au développement économique de pays et régions partenaires. Outre le fait que cette initiative n'était pas à l'agenda du dernier sommet économique UE-Afrique de 2019 – et reste donc encore au stade d'idée<sup>110</sup> –, cette perspective pose, entre autres, la question de la sécurité énergétique que l'hydrogène est censé fournir par rapport à l'importation du gaz.

Si l'importance de l'action de l'Union dans le déploiement des infrastructures est unanimement saluée, l'orientation à venir des aides européennes en matière de recherche et développement est plus discutée. Les priorités ne semblent pas pour le moment réellement définies avec une stratégie « tout azimut » qui traite de nombreux enjeux liés aux usages énergétiques aussi bien que non énergétiques. Depuis 2008, les sources de financements hydrogène pour l'innovation étaient relativement centralisées par le *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH JU). Ce système a permis de soutenir plus de 220 projets de recherche depuis 2008 avec un budget d'1,33 milliard EUR pour la période 2014-2020. Dans sa feuille de route publiée en janvier 2019, la FCH JU recommandait à la Commission européenne d'injecter 60 milliards EUR dans les infrastructures et la R&D pour la prochaine décennie<sup>111</sup>. L'orientation des investissements laisse ainsi présager un soutien favorisé pour les infrastructures et le développement industriel de l'hydrogène.

Un débat similaire au sein des institutions européennes concerne l'intégration de l'hydrogène bleu dans le calcul de neutralité carbone d'ici 2050. Malgré l'avancée des technologies CCS et CCUS dans les industries chimiques, la vision, portée entre autres par les Pays-Bas, consistant à considérer l'hydrogène bleu comme solution transitoire pour atteindre les premiers objectifs climatiques de 2030, rencontre certaines oppositions. Il ne s'agirait pas de se contenter de la neutralité carbone dans l'hydrogène, mais bel et bien d'atteindre la promesse d'une baisse des émissions au travers de l'hydrogène<sup>112</sup>. En ce sens, l'hydrogène est également considéré dans l'optique d'une économie circulaire. Le biogaz issu du retraitement des eaux usées apparaîtrait alors comme une solution complémentaire – à l'échelle de centaines de kilowatts – pour la production d'hydrogène vert aux côtés de l'éolien et du solaire<sup>113</sup>. La Commission se positionne d'ailleurs en ce sens, considérant que l'hydrogène vert est l'objectif à atteindre entre 2030 et 2050 avec, d'ici là, un recours possible à l'hydrogène bleu pour le développement d'une « société de l'hydrogène » en Europe, même s'il s'agit plutôt là d'un pis-aller.

---

<sup>110</sup> En cela elle rappelle le projet Desertec dans le solaire à la fin des années 2000, dont la trop grande ambition d'interconnexion des deux rives de la Méditerranée a fini par avoir raison sans que celui-ci ait réellement démarré.

<sup>111</sup> Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, [Hydrogen Roadmap Europe](#), 2019.

<sup>112</sup> Le principe selon lequel la production d'hydrogène bleu produit des émissions carbone, ensuite captées par les CCS, s'inscrit dans le concept de neutralité carbone. A l'inverse, la production issue des énergies renouvelables n'émettant *de facto* aucune émission carbone, l'hydrogène vert possède un bilan carbone négatif au regard de son utilisation future.

<sup>113</sup> A titre d'exemple, la technique de production d'hydrogène à partir du biogaz faisait l'objet du [projet DEMOSOFC](#) lancé en 2014 et se clôturant en août 2020.

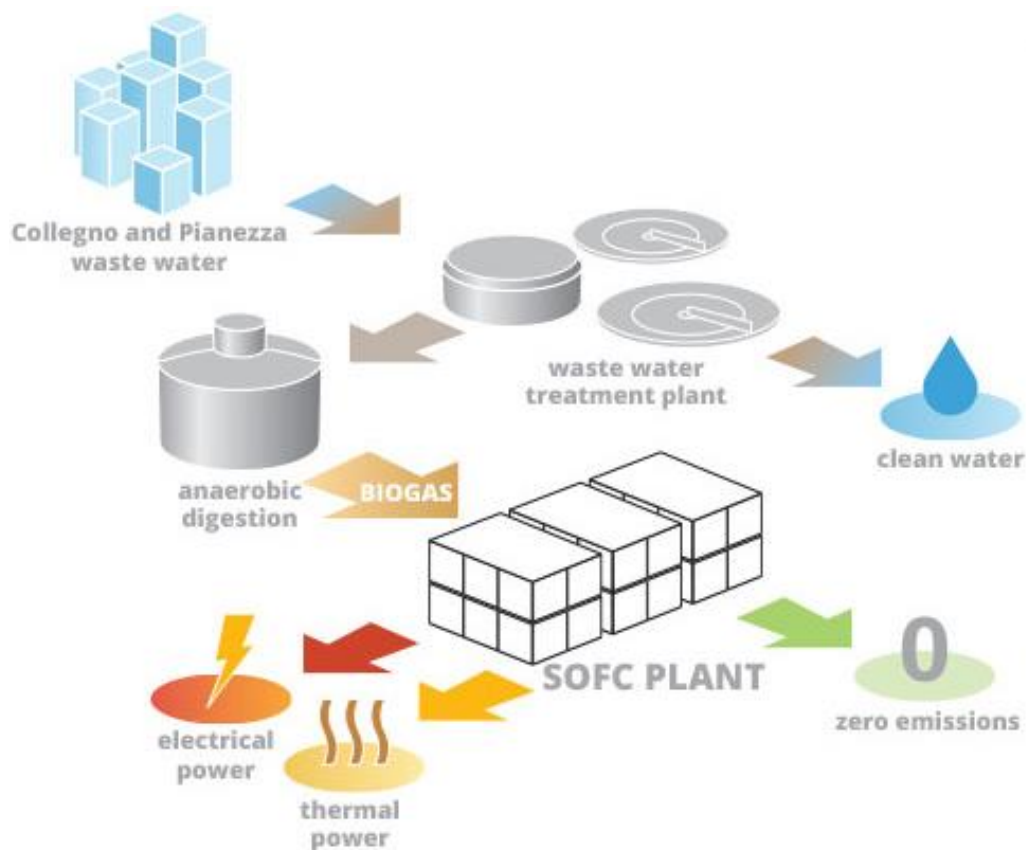


Figure 9 : Schéma simplifié du principe de production d'hydrogène vert à partir de biogaz. Illustration du projet DEMOSOFC (source : [Union européenne](#))

La formation d'une alliance européenne pour l'hydrogène vert – European Clean Hydrogen Alliance –, annoncée dans le Green Deal et confirmée dans la stratégie hydrogène de la Commission, est prévue pour l'été 2020. Celle-ci se fonde sur un modèle analogue à l'alliance européenne des batteries et contribuera – en théorie – à trancher les questions de stratégie industrielle (identifier les besoins technologiques, les opportunités d'investissements, etc.), mais également à orienter la Commission pour définir rapidement des objectifs précis et les opportunités d'investissement. A ce titre, la Commission table sur un montant de 180 à 470 milliards EUR, jugés nécessaires pour achever les objectifs très ambitieux de sa stratégie.

Il est par ailleurs à noter qu'au sein de la stratégie européenne, l'hydrogène dit « propre » n'est produit qu'à partir de l'électrolyse de l'eau en utilisant de l'électricité issue de sources renouvelables, enterrant de fait d'autres options technologiques comme le nucléaire. Même si, de manière paradoxale, la Commission mentionne aussi la nécessité de financer la R&D pour d'autres technologies de production que l'électrolyse de l'eau.

La particularité multinationale de l'Union européenne concorde bien avec le rôle endossé par la Commission de coordination et de soutien des projets d'infrastructures paneuropéens destinés à créer plus d'interconnexion entre les Etats membres et, par extension, de contribution à l'accélération du processus de recherche d'économies d'échelle. Cependant

certaines questions, pourtant cruciales, pour le déploiement concret de l'hydrogène restent encore à éclaircir :

- La prise en compte réelle d'autres technologies d'hydrogène vert que l'électrolyse de l'eau alimentée par de l'électricité renouvelable ;
- Le passage d'une échelle locale pré-2030 à une échelle régionale ou communautaire en 2030 s'agissant de la production et des échanges ;
- Les prix du CO<sub>2</sub> au niveau européen – avec la révision du mécanisme ETS – et au niveau global, qui sont le socle de la réflexion sur la rentabilité économique de l'hydrogène ;
- La conciliation entre les difficultés économiques de la zone euro, avec la promotion de l'euro comme monnaie dans laquelle seraient labélisées les futures transactions internationales d'hydrogène ;
- La faisabilité réelle de certains partenariats internationaux aussi bien que de certaines voies technologiques – sur le stockage en particulier –, la stratégie communautaire demeurant assez vague dans ce domaine.

### 3. Evolutions potentielles et technologies émergentes

#### 3.1. *Le couple hydrogène-nucléaire*

L'une des solutions les moins envisagées dans les documents stratégiques mais qui porte en elle de nombreux espoirs pour la production d'hydrogène décarboné est celle du couplage des systèmes de production avec une source nucléaire. Deux options peuvent être considérées dans ce contexte : soit une production par thermolyse de l'eau, en utilisant des températures au-delà de 800°C – nécessitant donc des types de réacteurs particuliers – ; soit une production plus traditionnelle par électrolyse, avec une centrale nucléaire qui peut être à eau pressurisée, la production électrique étant ici le seul paramètre considéré. Un certain nombre de projets ont été lancés depuis le début de la décennie 2010, avec des fortunes différentes toutefois<sup>114</sup>.

Au sein du forum Génération IV, le programme de coopération multinationale sur les réacteurs à très haute température (VHTR) incluait d'ailleurs, depuis la fin des années 2000, un groupe de travail dédié à la production d'hydrogène par thermolyse de l'eau. Ce groupe de travail, qui regroupait Canada, Corée du Sud, Etats-Unis, France, Japon et Union européenne, ne semble aujourd'hui plus très actif, la plupart des pays en question ayant ralenti ou abandonné leurs activités dans le domaine. Il convient cependant de noter que

---

<sup>114</sup> Pour un panorama de ces projets en 2013 voir AIEA, « Hydrogen Production Using Nuclear Energy », *AIEA Nuclear Energy Series*, AIEA, Vienne, NP-T-4.2, 2013.

l'Australie et le Royaume-Uni ont rejoint, ces dernières années, le programme VHTR, alors que la Chine demeure l'un des fers de lance de cette technologie<sup>115</sup>.

Il est également important de considérer la possibilité d'employer du thorium – sous forme de mélange avec de l'uranium ou du plutonium – afin d'alimenter les réacteurs à très haute température. Dans ce contexte, les pays détenteurs de ressources en thorium – ou disposant déjà de chaînes industrielles de séparation du thorium – pourraient développer un nouvel avantage compétitif. Les ressources en thorium sont pour l'instant cartographiées avec une précision relativement faible, étant donné les applications très limitées de cet élément. Toutefois il est possible d'inférer plusieurs sources potentielles.

La première d'entre elles est l'Inde, qui, suite aux difficultés d'approvisionnement en combustible issues des sanctions internationales (1998-2008) et du fait de son souci de recourir aux ressources nationales, envisage depuis longtemps l'utilisation de thorium pour la production électronucléaire<sup>116</sup>. L'Inde disposerait ainsi des premières réserves mondiales, estimées à environ 1 million de tonnes d'oxyde de thorium<sup>117</sup>, même si le profil industriel de l'Inde suggère davantage une exportation éventuelle sous forme minérale qu'une chaîne industrielle nationale produisant de grands volumes.

La Chine présente un profil original puisque la présence de thorium en petites quantités – environ 10 % – dans la monazite, principal minéral contenant les terres rares, laisse entrevoir un important potentiel en ce qui concerne le thorium comme co-produit de la chaîne industrielle des terres rares. De fait, Pékin, qui extrait et importe de la monazite, se trouve potentiellement largement doté en thorium, avec les compétences industrielles appropriées à la fois pour la séparation physico-chimique – aux mains des industriels miniers comme China MinMetals – et l'emploi dans le secteur nucléaire, avec un savoir-faire en termes d'enrichissement et de production de combustible. En outre, la Chine a lancé un programme de recherche et développement en 2011 pour un nouveau type de réacteur de 4<sup>ème</sup> génération à sels fondus utilisant le thorium. Ce projet (TMSR), porté par l'Institut de physique appliquée de Shanghai et le Nuclear Power Institute of China<sup>118</sup>, est d'ailleurs prévu, selon les visuels et informations disponibles, pour produire de l'hydrogène décarboné, eu égard à sa température élevée de fonctionnement.

---

<sup>115</sup> La Chine est également présente au sein du programme VHTR de Génération IV, mais *a priori* plutôt dans un rôle d'observation.

<sup>116</sup> Pour une analyse des ressources indiennes, voir <http://www.thoriumenergyworld.com/india.html>

<sup>117</sup> USGS, *Mineral Commodities Summary 2019*, USGS, Reston (VA), 2019.

<sup>118</sup> Filiale de CNNC.

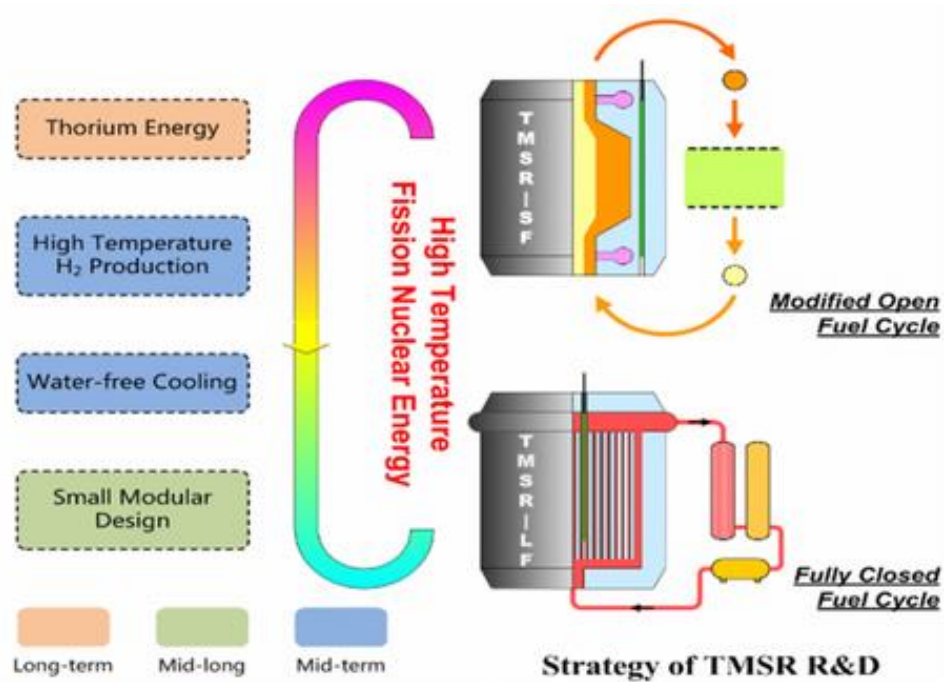


Figure 10 : Schéma du projet TSMR

(source : <http://www.thoriumenergyworld.com/china.html>)

*De facto*, les autres pays producteurs ou détenteurs de ressources en monazite deviendraient également des producteurs potentiels de thorium, dans le cas d'une demande importante liée à la production d'hydrogène à partir de nucléaire. L'Australie et le Brésil, en particulier, présentent des profils miniers qui les placeraient dans les pays d'intérêt en cas d'un développement important de cette technologie, ouvrant une nouvelle course aux dépôts de monazite, à l'image de celle qui a suivi la baisse des quotas d'exportation des terres rares de Chine en 2010.

S'agissant de l'autre option technologique, celle de l'électrolyse alimentée par une électricité d'origine nucléaire, elle ne différerait pas au fond des couplages électricité-électrolyse de l'eau envisagés avec les renouvelables. Le nucléaire présentant l'avantage de ne pas émettre de CO<sub>2</sub> en fonctionnement et de permettre une production électrique prévisible à des coûts constants, il s'agit d'une option plus qu'intéressante. Une nouvelle technologie a en effet besoin, pour s'épanouir à moyenne ou grande échelle, d'une certaine prévisibilité des coûts, ne serait-ce que pour la planification financière. Le nucléaire offrirait en ce sens de nombreux avantages, auxquels il faut ajouter le caractère pilotable, qui ne se retrouve pas ou peu dans les énergies renouvelables.

Au-delà, il est également intéressant de prendre en considération, dans une optique d'hydrogène de niveau local, l'apport potentiel des réacteurs modulaires de petite taille (SMR), qui connaissent une nouvelle vague de développements, aux Etats-Unis en particulier. Les SMR, qui sont majoritairement à eau pressurisée – ou à sels fondus pour les projets les plus innovants –, permettraient de disposer d'une puissance installée limitée ou

moyenne (de l'ordre de quelques centaines de MW pour les plus puissants) qui serait idéale pour des implantations industrielles de type *cluster*, réunissant par exemple production, stockage et gestion du système de transport au même endroit. Cette approche réconcilierait d'une certaine manière les tenants d'un hydrogène très décentralisé et ceux porteurs d'une approche fondée sur la limitation des coûts par effet d'échelle.

Certains travaux aux Etats-Unis, notamment de la société NuScale en lien avec l'Idaho National Laboratory du DoE, ont mis en avant l'intérêt que représentent les SMR dans le contexte d'un déploiement industriel pour la production d'hydrogène<sup>119</sup>. Dans le cadre d'une étude conduite par les deux organismes en 2014, le SMR était envisagé pour une production d'hydrogène grâce à la technologie d'électrolyse de la vapeur à haute température<sup>120</sup>. Une première centrale de SMR NuScale est en cours de construction sur le site de l'Idaho National Laboratory avec une douzaine de réacteurs en parallèle dans le contexte du *Carbon Free Power Project* du DoE, qui doit valider le fonctionnement de ce type de centrale<sup>121</sup>, ainsi que l'utilisation de cette dernière pour tester des applications spécifiques du nucléaire, potentiellement dans la production d'hydrogène<sup>122</sup>.

### 3.2. Autres enjeux technologiques majeurs

Se pose ici, tant pour le nucléaire que pour les autres voies technologiques prospectives explorées, la question de la viabilité économique. Celle-ci passe par l'analyse de plusieurs critères, dont l'évolution dans le temps est bien évidemment sujette à de nombreux ajustements, eux-mêmes conditionnés par le degré de volonté politique et les financements alloués. Les critères retenus pour l'analyse de la viabilité des technologies sont les suivants : rendement énergétique, impact climatique réel, durée de vie des appareils, coût unitaire de production (USD/m<sup>3</sup> ou kg). Seule la combinaison de ces éléments permettra d'offrir une vision complète des champs technologiques puisqu'il ne s'agit pas de proposer une analyse fondée sur des démonstrateurs mais bien sur des technologies de production en volume moyen ou grand.

#### 3.2.1. Production

Au-delà du nucléaire, les technologies liées à la production de l'hydrogène à partir d'eau cristallisent les enjeux au niveau international. La multiplicité des filières (électrolyse, thermolyse, etc.) ainsi que des possibilités en termes de technologies associées (nucléaire, solaire – photovoltaïque ou à concentration –, éolien, etc.) crée un foisonnement de projets dont il est difficile de prévoir l'évolution. En effet, l'équilibrage entre les niveaux d'investissements – politiques comme financiers – ainsi que la maturité technologique de

---

<sup>119</sup> La [présentation \(27 septembre 2019\) de NuScale](#) à l'Australia Nuclear Association met en avant trois usages non électriques : la production d'hydrocarbures, la désalinisation de l'eau de mer et la production d'hydrogène.

<sup>120</sup> D. Ingersoll *et alii*, [Extending Nuclear Energy to Non-Electrical Applications](#), présentation lors de la 19<sup>ème</sup> Pacific Basin Nuclear Conference (PBNC 2014), août 2014.

<sup>121</sup> Description technique du projet NuScale : <https://www.nuscalepower.com/projects/carbon-free-power-project>

<sup>122</sup> [Présentation par le DoE](#) du SMR déployé à l'Idaho National Laboratory, 11 juin 2019.



l'ensemble du système de production<sup>123</sup> détermineront sans doute quels seront les systèmes qui connaîtront un réel développement commercial, notamment au plan international.

La focalisation actuelle sur les systèmes d'électrolyse de l'eau ne doit ainsi pas obérer d'autres systèmes à la rentabilité énergétique et économique prometteuse, en particulier liés à la thermolyse. Il s'agit de la filière nucléaire à haute température, mais aussi solaire à concentration. Dans les deux cas, le besoin de maturité techno-économique de la source d'énergie – de manière générale – est un préalable important à toute projection de celle-ci vers la production d'hydrogène. Il importe aussi de noter que si le nucléaire à haute température ne nécessite pas de conditions géographiques particulières pour fonctionner – ce sont des réacteurs refroidis au gaz, à l'hélium notamment –, ce n'est pas le cas du solaire à concentration, dont l'utilité ne se révèle que pour des territoires précis. Les analyses de rentabilité du solaire à concentration font ainsi apparaître une corrélation forte entre le niveau d'ensoleillement et le coût final de l'électricité, plaidant pour une installation au sud de l'Europe, au Proche-Orient et en Afrique du Nord notamment. Le soutien étatique à la filière du solaire à concentration en Chine pourrait ainsi donner un avantage à Pékin dans le déploiement de solutions matures économiquement à un horizon relativement court<sup>124</sup>. Il est d'ailleurs intéressant de noter que se retrouvent ici des SOE impliquées par ailleurs dans la filière hydrogène nationale au travers de la China Hydrogen Alliance (China Huadian Corp.) ou dans le développement des nouvelles centrales nucléaires (CGN, CPIC).

D'autres technologies se révèlent bien plus prospectives, comme celles liées à la production photoélectrochimique envisagée dans la stratégie allemande, dont l'intérêt réel, vis-à-vis de solutions décarbonées utilisant l'électrolyse ou la thermolyse, est encore à démontrer<sup>125</sup>. Il n'en reste pas moins que pour l'instant, seules les filières liées à l'eau pourront permettre d'envisager une production d'hydrogène à moyen terme qui réponde aux enjeux environnementaux (en étant conscient que la production n'est pas, loin s'en faut, le seul domaine dans lequel demeurent des inconnues technologiques).

### **3.2.2. Stockage et transport**

Le stockage de l'hydrogène est l'un des principaux axes de recherche car c'est bien cet enjeu spécifique qui est au cœur du développement de l'hydrogène comme matériau énergétique. Le stockage comprimé, plus mature à l'heure actuelle, est porteur de nombreuses questions, en particulier sur la sécurité, et limiterait de fait les usages potentiels de l'hydrogène. L'autre option considérée, en particulier par le Japon et la Corée du Sud, sur le stockage liquéfié, se révèle également délicate, avec une rentabilité énergétique faible, due notamment à la température très basse de liquéfaction de l'hydrogène. Si cette voie technologique se justifie pour des applications à très haute valeur ajoutée comme le spatial, elle est plus discutable dans l'optique d'un développement vers le grand public, à moins de ne considérer que des volumes de liquéfaction très importants.

---

<sup>123</sup> Dans ce cas le couple source énergétique - système de production d'hydrogène (exemple : solaire à concentration pour thermolyse ou éolien avec électrolyse PEM).

<sup>124</sup> J. Wang *et alii*, « Status and Future Strategies for Concentrating Solar Power in China », *Energy Science and Engineering* 2017, 5(2), pp. 100-109.

<sup>125</sup> Y compris sur des solutions qui ne nécessitent pas de processus de production à proprement parler mais dont les contraintes naturelles sont très fortes, comme la captation d'hydrogène sous-marin natif par exemple.

Le stockage solide en particulier dans les hydrures métalliques est une voie technologique spécialement intéressante qui permettrait de résoudre un certain nombre de problèmes liés à l'hydrogène gazeux et liquide (dangerosité, rendement énergétique, facilité d'entreposage, etc.). Les travaux de l'entreprise McPhy et du CEA en France sur ce domaine s'avèrent prometteurs ; cependant, les coûts importants et la relative immaturité technologique du procédé limitent ses usages. Le poids, notamment, devient ici un critère important<sup>126</sup> puisque les hydrures métalliques utilisés – magnésium notamment – ont un rendement énergétique en-dessous des 10 %<sup>127</sup>, obligeant à penser un rapport poids/énergie faible, donc limitatif pour les usages de la mobilité par exemple. En outre, il convient, dans certaines technologies d'hydrures métalliques, de penser le coût à la fois économique et stratégique lié aux matières premières employées. Si dans le cas du magnésium, celui-ci demeure faible, il n'en va pas de même pour des alliages à base de métaux rares ou précieux, en particulier s'agissant du lanthane. Au-delà de l'usage des terres rares comme le lanthane ou d'autres métaux à forte valeur stratégique, l'emploi potentiel de métaux pour lesquels une tension en termes de ressources est déjà apparente, le nickel par exemple, pourrait avoir des effets sur la disponibilité des systèmes de stockage solide aussi bien que sur leur prix. Toutefois, il convient de noter le foisonnement des perspectives de recherche actuelles en ce domaine<sup>128</sup>, identique d'ailleurs à celui que l'on constate sur les différentes voies technologiques de production, de transport ou d'utilisation.

S'agissant du transport, celui-ci est en lien direct avec la question du stockage puisque les déterminants varient grandement – entre des solutions sous pression qui limitent le transport aérien par exemple et des solutions solides qui permettent plus facilement de conteneuriser l'hydrogène, sans risque explosif. Toujours est-il qu'en l'état, avec un stockage sous forme gazeuse et un transport difficile sur de longues distances, la solution envisagée prend surtout la forme du recours à l'injection dans les réseaux de gaz naturel, principalement pour des raisons de coût<sup>129</sup>. Cependant, ce choix techno-économique sous-entend une pérennité forte de l'utilisation du gaz naturel pour les prochaines décennies – avec en Europe des taux d'hydrogène inférieurs à 15 % du total par exemple –, ce qui limite de fait les transitions énergétiques et oriente,  *nolens volens*, vers le gaz naturel comme base énergétique *a minima*. Cette solution peut sembler intéressante pour des pays ou des régions où les réseaux de gazoducs sont denses et développés (Europe, Amérique du Nord), mais bien moins pertinente pour les territoires en développement. Il convient donc, dans l'optique de la mise au point de solutions économiquement viables hors des seuls pays du Nord, de penser des solutions de transport plus spécifiques, adaptées aux usages envisagés.

Ainsi, prenant en compte ces questions de stockage et de transport – mais aussi de production –, le positionnement dans des organismes normatifs internationaux apparaît comme une nécessité pour promouvoir des solutions conçues et fabriquées nationalement. L'émergence d'un véritable secteur de l'hydrogène dans certains pays – celui-ci demeurant plutôt éclaté pour le moment –, s'accompagnerait ainsi sans doute d'une offensive

---

<sup>126</sup> [Fiche de l'AFHYPA](#) sur le stockage solide de l'hydrogène.

<sup>127</sup> Un bloc d'hydrure de magnésium de 10 kg contient ainsi moins d'1 kg d'hydrogène utilisable.

<sup>128</sup> K.-H. Young et J. Nei, « The Current Status of Hydrogen Storage Alloy Development for Electrochemical Applications », *Materials (Basel)*, 2013 ; 6(10), pp. 4574-4608.

<sup>129</sup> Également liées à des aspects techniques, comme la corrosion des métaux par l'hydrogène par l'exemple, qui oriente vers la mise au point de polymères spécifiques pour les réseaux dédiés à ce seul gaz.

normative, à l'image de ce qui se produit dans le secteur des TIC. L'approche de la Chine au sein de l'ISO en particulier est à cet égard révélatrice d'une ambition internationale reposant sur un système de capitalisme d'Etat souple. En promouvant les technologies les plus intéressantes pour l'économie et les industries nationales, Pékin, qui a su intégrer un certain nombre de forums normatifs ou coopératifs, se positionne d'ores et déjà comme un *leader* sur les futurs standards.

## Conclusion

Les enjeux multiples de l'hydrogène tendent à recouper la quasi-totalité des champs de la transition énergétique tels qu'envisagés partout sur la planète. Dans le secteur énergétique en particulier, l'hydrogène répondrait potentiellement à un certain nombre de défis liés pour partie au stockage de l'énergie. En outre, la question de l'hydrogène est également celle de la sécurité énergétique car le stockage – ou l'utilisation dans certains secteurs industriels et pour la mobilité – relève également du besoin de disposer d'une alimentation énergétique constante à des coûts supportables.

Toutefois, en l'état, la production d'hydrogène, qui existe depuis de longues années, n'est pas, loin s'en faut, une technologie neutre ou sobre en carbone, bien au contraire. Il convient donc d'inventer de nouveaux modes de production pour ce qui était jusqu'ici un gaz industriel parmi d'autres aux usages limités. Qui dit généralisation de son usage dit également modification de la chaîne de valeur et nécessité de promouvoir la recherche car certains déterminants qui ne posaient pas de problème à petite échelle – stockage et transport en particulier – deviennent subitement des freins importants.

Le développement de l'hydrogène, comme pour toute technologie énergétique, pose la question de l'aménagement territorial et du rapport à la centralisation étatique. L'avantage de l'hydrogène par rapport aux batteries, à savoir la possible déconnexion entre celui-ci et le réseau électrique pour la production et le stockage, permet plus facilement d'envisager une installation et un usage sur une base locale. Cette dichotomie est d'ailleurs reflétée dans les stratégies des différents Etats, ceux-ci faisant le choix d'une action locale, nationale ou transnationale. Par ailleurs, cette question du local/national/transnational ouvre également celle du transport – les déterminants techniques actuels de l'hydrogène limitant fortement son transport en grand volume sur de longues distances. A moins de construire des réseaux dédiés coûteux ou de penser l'injection dans des réseaux existants à petit volume, l'enjeu du transport devient en lui-même une question techno-politique. La vision d'un hydrogène « mondialisé », un peu de la même manière que le gaz naturel, n'est pas non plus absente, avec la question, techniquement complexe, de la liquéfaction et du transport sous cette forme sur de longues distances. C'est en tout cas le pari des pays d'Asie du Nord, en particulier le Japon et la Corée du Sud, qui leur permettrait par ailleurs de valoriser leur savoir-faire dans la construction de navires spécialisés<sup>130</sup>. Il est d'ailleurs intéressant de constater que les Etats ont naturellement tendance à mettre en avant leurs savoir-faire ou leurs avantages énergétiques, même si ceux-ci sont parfois quelque peu éloignés de l'hydrogène lui-même (méthaniers, position dans les réseaux européens, forte industrie

---

<sup>130</sup> Environ 90 % du marché des méthaniers sont répartis entre la Corée du Sud, la Chine et le Japon.

chimique, etc.). Ainsi, l'hydrogène deviendrait aussi un relais de croissance pour des bases industrielles nationales, à condition toutefois que celles-ci acceptent de se mobiliser en ce sens. Dans les pays de tradition économique libérale, cela semble parfois être bien plus complexe, comme en témoigne l'intérêt limité, aux Etats-Unis, des *super majors* pétrolières.

Le saut vers l'hydrogène totalement décarboné semble quant à lui impossible en l'état, du moins sans passer par une phase progressive de limitation de la pollution environnementale lors de la production. En effet, un passage immédiat de l'hydrogène brun vers l'hydrogène vert poserait trop de problèmes technologiques et, par ricochet, de rentabilité économique. Apparaît donc la nécessité d'un état transitoire, le plus souvent baptisé, par euphémisme, « hydrogène bleu », qui amoindrit l'empreinte environnementale tout en offrant la capacité économique de maturation progressive des offres pour les professionnels et les particuliers.

Néanmoins l'hydrogène vert demeure l'horizon vers lequel se projettent toutes les stratégies, de manière plus ou moins affirmée. Il nécessiterait un certain nombre d'avancées, voire de ruptures, technologiques pour être véritablement viable, même à une échelle réduite. A cet égard, la Chine semble avoir pris une avance importante, grâce à une stratégie tout azimut qui lui permet de se positionner à la fois sur des savoir-faire acquis mais aussi dans l'optique de développements technologiques majeurs. La thermolyse de l'eau, notamment, grâce au nucléaire et au solaire à concentration, est ainsi un axe particulièrement intéressant pour le futur. En outre, la stratégie chinoise semble être la seule qui articule, dès maintenant, les enjeux technologique et industriel avec ceux de la normalisation. Le besoin, pour des technologies énergétiques émergentes, de disposer d'un cadre réglementaire global, apte à permettre le déploiement sur toute la planète – d'autant plus avec un foisonnement de technologies aux ramifications parfois très éloignées –, est bien pris en compte par Pékin.

Mais de nombreux défis demeurent ouverts qui pourraient changer l'appréhension de l'hydrogène dans certains secteurs. Sur le stockage en particulier, la possibilité d'aboutir – à un niveau économiquement acceptable – à des technologies solides permettrait d'annuler en partie certaines restrictions, y compris pour le transport. Cependant, ici comme ailleurs, il s'agira d'analyser très en détail la chaîne de valeur qui sera mise en œuvre car un recours trop prononcé aux matières premières stratégiques donnerait à l'hydrogène – sur le plan géoéconomique – les mêmes déterminants que les énergies renouvelables : une dépendance à la fois technologique et aux ressources. L'Europe, qui pourrait se targuer de posséder – à terme – les technologies, resterait, quoi qu'il en soit, totalement dépendante pour les ressources.

*Édité et diffusé par la Fondation pour la Recherche Stratégique*

*4 bis rue des Pâtures – 75016 PARIS*

*ISSN : 1966-5156*

*ISBN : 978-2-490100-29-3*

*EAN : 9782490100293*