

Vision de l'hydrogène pour une énergie décarbonée

Xavier Vigor est vice-président Technologies et direction industrielle de la Branche d'activité mondiale énergie hydrogène d'Air Liquide¹. Il a commencé sa carrière au sein du groupe, où il a occupé successivement des responsabilités dans les domaines de la recherche, du développement commercial, de l'ingénierie, du management dans des domaines innovants. Il a, dans son parcours, également travaillé aux États-Unis.

Au cours des cinquante dernières années, Air Liquide a développé une expertise unique et maîtrise l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, de la production et du stockage à la distribution de l'hydrogène en tant que vecteur d'énergie propre, pour une large gamme d'applications telles que les usages industriels et la mobilité propre.

Air Liquide est l'un des premiers producteurs mondiaux d'hydrogène et en fournit un peu plus d'un million de tonnes par an. Depuis une vingtaine d'années, le groupe déploie des solutions pour les filières

et applications de l'énergie hydrogène.

Ce chapitre cherchera à compléter les informations des autres présentations dans cet ouvrage en apportant une vision de synthèse et des points de repère sur les différentes manières de produire, stocker, transporter et distribuer l'hydrogène, sur les coûts, et enfin sur les défis à relever et la position de la France.

1 Les différents usages de l'hydrogène

Les différents usages de l'hydrogène ont été schématisés sous la forme présentée sur la **Figure 1** par le Conseil

1. www.airliquide.com

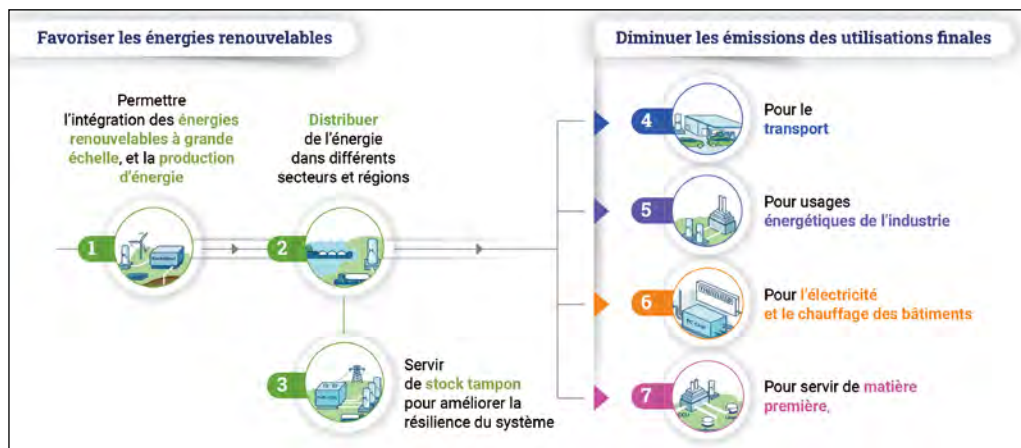


Figure 1

Les usages de l'hydrogène : pour les énergies renouvelables (1, 2 et 3), ses nouveaux usages (4, 5, 6) et son usage historique (7).

Source : Mc Kinsey & Hydrogen Council, 2017.

de l'hydrogène (« *Hydrogen Council* ») ; sur la partie gauche en vert, il s'agit du couplage aux énergies renouvelables dites « intermittentes² ».

Il faut bien évidemment continuer de développer l'éolien et le solaire (environ 100 GW de capacité solaire et 60 GW de capacité éolienne ont nouvellement été installés en 2019³), malgré les défis que pose leur caractère intermittent, responsable par exemple de problèmes d'équilibrage du réseau électrique (écrêtage de puissance⁴) quand il y a trop de

vent ou trop de soleil, et pas assez de consommation.

Ces excédents d'énergie électrique permettent de produire de l'hydrogène car il est plus aisé à stocker et transporter que l'électricité. On peut le stocker en très grandes quantités dans des cavernes salines par exemple, comme on sait déjà le faire avec le gaz naturel. À titre d'exemple, Air Liquide opère le plus grand stockage d'hydrogène en cavité saline au Texas (États-Unis), l'équivalent de trente jours de production⁵. On peut le transporter dans des canalisations⁶, ou encore le transporter sur de longues

2. L'énergie éolienne et l'énergie solaire sont des sources d'énergie intermittentes car leur production d'énergie cesse en l'absence de vent ou de soleil. L'intermittence d'une énergie désigne son incapacité à assurer une production constante d'électricité.

3. IRENA, 2020.

4. L'écrêtage consiste à diminuer l'amplitude de la puissance électrique, c'est-à-dire que lorsqu'il y a trop de production d'électricité, la puissance est lissée.

5. <https://fr.media.airliquide.com/actualites/etats-unis-air-liquide-met-en-service-le-plus-grand-site-de-stockage-dhydrogene-au-monde-a389-1ba6d.html>

6. Aussi appelés pipelines, ce sont des tubes servant à transporter sur de longues distances des matières liquides ou gazeuses, en l'occurrence de l'hydrogène.

distances sous forme liquide. C'est un défi technique du fait de sa très basse température, mais tout cela est maîtrisé depuis des décennies.

L'usage numéro 7 (*Figure 1*) est l'usage historique : l'hydrogène est une matière première dans l'industrie, par exemple dans les raffineries (pour désulfurer les essences), dans les aciéries, ou encore dans l'industrie de la chimie pour faire la synthèse de l'ammoniac (qui sert à la fabrication des engrais) ou du méthanol. Les usages 4, 5 et 6 sont les usages nouveaux : 4 pour le transport et la mobilité sous toutes leurs formes. On verra qu'aujourd'hui l'hydrogène est présent sur tous les types de véhicules : on a beaucoup parlé des voitures, mais l'usage s'étend jusqu'aux avions, un enjeu de réduction des émissions CO₂ très important pour tous les types de mobilité puisque c'est là qu'elles ont le plus lieu. Par l'usage 5, il remplace le gaz naturel ou le fioul dans l'industrie, pour les chaudières par exemple. L'hydrogène bas carbone est un vecteur crucial pour décarboner des secteurs industriels : il peut par exemple être injecté dans les hauts fourneaux de production d'acier, afin de remplacer le charbon couramment utilisé. Un projet est en cours en Allemagne mené par Air Liquide et Thyssenkrupp steel.⁷ À terme, et grâce à

7. <https://fr.media.airliquide.com/actualites/air-liquide-va-livrer-de-lhydrogene-a-un-projet-novateur-de-thyssenkrupp-pour-reduire-les-emissions-de-carbone-de-sa-production-dacier-5610-1ba6d.html>

l'usage 6, il pourra sans doute pénétrer dans le résidentiel pour le chauffage des bâtiments, et pour de la production locale d'électricité.

2 Comment produire de l'hydrogène bas carbone ?

2.1. Les voies de synthèse de l'hydrogène bas carbone

La *Figure 2*, également publiée par le Conseil de l'hydrogène, montre que si l'on veut effectivement limiter le changement climatique (réchauffement moyen limité à 2 °C à la fin du siècle par rapport à l'ère pré-industrielle), il faudrait qu'en 2050, l'hydrogène représente 18 % du mix mondial⁸ d'énergie. Cela correspond à des quantités absolument phénoménales (facteur d'environ 10) par rapport à ce que nous faisons aujourd'hui.

Tout cela n'a de sens que si l'hydrogène est bas carbone. Aujourd'hui, les voies de synthèse industrielles, c'est-à-dire capables de produire des quantités suffisantes, sont schématiquement au nombre de trois (*Figure 3*).

La première est celle du biométhane qui vient de la biomasse. Il s'agit de la décomposition de déchets organiques d'agriculture fermentés grâce à l'action de bactéries. Le résultat est un mélange CO₂-méthane (CH₄), dont on sait extraire le méthane pour le transformer ensuite en hydrogène grâce au

8. Le mix énergétique est la répartition des différentes sources d'énergie primaire dans une zone géographique donnée.

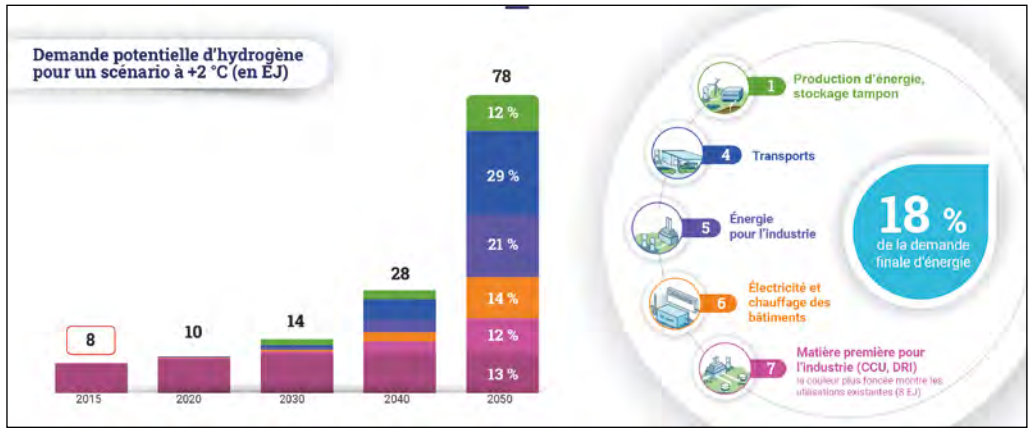


Figure 2

La base des histogrammes (couleur rouge) représente l'équivalent en énergie de la demande actuelle en hydrogène. Les autres couleurs correspondent aux nouveaux usages liés à la transition énergétique. L'hydrogène représenterait 18 % du mix énergétique mondial en 2050 dans un scénario de réchauffement climatique limité à +2 °C. Les usages liés à la transition énergétique vont multiplier la demande en hydrogène par dix.

Source : Mc Kinsey & Hydrogen Council, Hydrogen Scaling-up, nov. 2017.

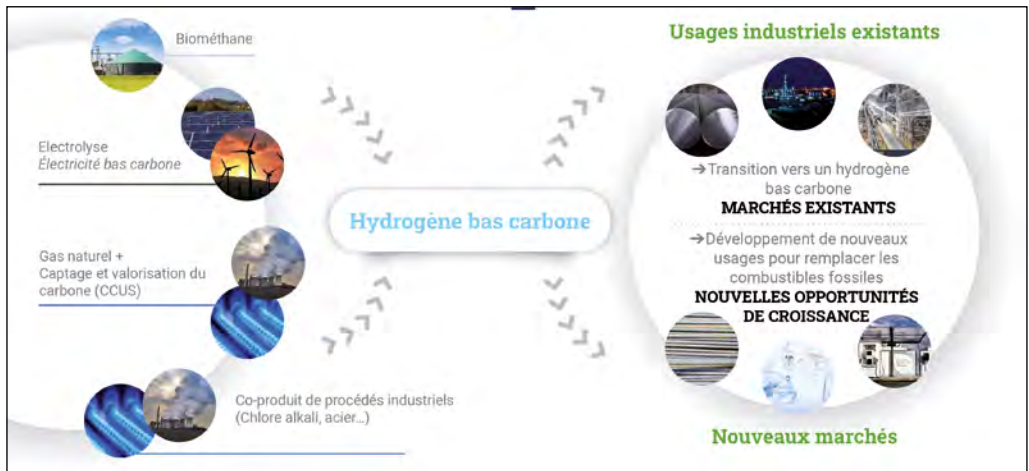


Figure 3

Les voies de synthèse de l'hydrogène bas carbone (à gauche) et ses utilisations potentielles (à droite).

vaporeformage⁹. Le CO₂ qui est émis par la suite est considéré comme circulaire puisqu'il est de source biogénique. Même si ce procédé fonctionne, il

9. Vapocraquage : réaction entre un hydrocarbure ou un alcool et de l'eau produisant des oxydes de carbone et de l'hydrogène. Ce procédé endothermique est très répandu pour la synthèse de l'hydrogène.

reste encore un peu cher. Une autre limite à l'utilisation de cette biomasse est qu'il n'y a pas assez de déchets sur Terre pour couvrir par cette voie l'ensemble des besoins énergétiques de la planète !

Une deuxième voie est la voie actuellement la plus utilisée, celle du vaporeformage de gaz naturel – il s'agit encore

d'une source fossile. Cette voie implique de capturer le CO₂ avant de soit le stocker soit le valoriser, ce qui donnera à l'hydrogène produit son caractère bas carbone. C'est un procédé moins vertueux que la dernière voie à considérer, à savoir l'électrolyse, mais il s'agit de la seule voie réaliste à court terme pour décarboner rapidement et à grande échelle de l'hydrogène. Aujourd'hui, ce qui est prioritaire, c'est d'équiper les SMR (« steam methane reforming », vaporeformeurs de méthane) de systèmes de récupération et stockage du carbone.

La troisième voie est celle de l'électrolyse¹⁰, à condition que l'électricité soit renouvelable ou bas carbone. On pourrait aussi mentionner que l'hydrogène peut être un co-produit

10. **Électrolyse** : processus de conversion de l'énergie électrique en énergie chimique. La réaction a lieu dans un électrolyte, un courant électrique est appliqué entre deux électrodes et les ions circulent librement entre les deux électrodes dans l'électrolyte.

de procédés industriels utilisant l'électrolyse, notamment le chlore alkali (électrolyse utilisée pour produire du chlore), où de l'hydrogène est aujourd'hui brûlé pour sa valeur calorifique mais qui pourrait être utilisé, même si cela reste marginal.

2.2. L'empreinte carbone de la production d'hydrogène

La **Figure 4** présente les émissions de CO₂ par kilogramme d'hydrogène produit en fonction des filières de production. On retrouve les chiffres de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), mais ils sont un peu différents, car ils présentent les résultats de calculs complets d'empreintes carbone¹¹ sur la totalité des cycles de vie.

11. **Empreinte carbone** : quantité de gaz à effet de serre induite par la demande finale d'un pays, unité de mesure de l'impact des activités humaines sur les changements climatiques.

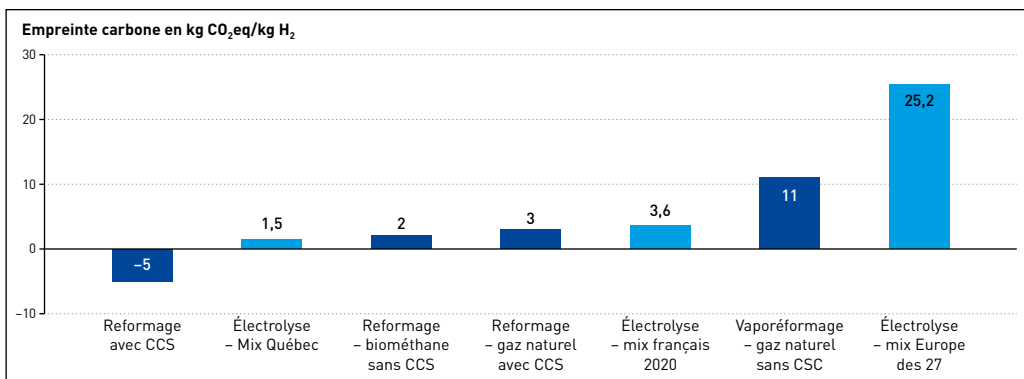


Figure 4

L'empreinte carbone de l'hydrogène en fonction de la méthode de production et du mix énergétique. CCS = Capture et Stockage du CO₂. Émissions calculées du puits à la sortie de l'unité de production.

Source : Air Liquide. Chiffres 2020.

Le schéma le plus vertueux serait le vaporeformage du biométhane : peu de CO_2 est produit, et si celui-ci est capturé et stocké, les émissions peuvent être considérées comme négatives ! Il existe également l'électrolyse alimentée avec de l'électricité nucléaire, hydraulique, éolienne, le mix québécois¹², puis le vaporeformage avec du biométhane sans capture du carbone, ou encore le vaporeformage de gaz naturel avec capture du CO_2 , ou même l'électrolyse à partir du solaire et l'électrolyse à partir du mix français (ces derniers apparaissant comme très proches en termes d'émissions de CO_2).

Le vaporeformage du gaz naturel sans capture – ce qu'on appelle l'hydrogène d'origine fossile¹³ – est à 11 kg de CO_2 par kg d'hydrogène produit.

12. Le mix énergétique québécois est très particulier car l'électricité provient à 96 % de l'énergie hydraulique et le nucléaire représente seulement 2 % de l'électricité produite.

13. Hydrogène produit à partir d'énergies fossiles avec une forte émission de gaz à effet de serre.

L'électrolyse sur le mix européen d'aujourd'hui (l'Europe des 27) nous amène à 25, et en Allemagne à 27. En conclusion, nous allons bien évidemment continuer de développer l'électrolyse, à condition que l'électricité qui l'alimente soit bas carbone ou, idéalement, renouvelable. Cela impose de bien déterminer la vitesse à laquelle vont se faire les choses. Aujourd'hui, il est important de capter le CO_2 sur les sites de production d'hydrogène existants, et de déployer en parallèle la filière de l'électrolyse tout en continuant de faire monter en puissance le renouvelable.

2.3. La capture du CO_2

La **Figure 5** schématise le procédé mis en œuvre pour la capture du CO_2 sur le site de Port-Jérôme (en fonctionnement depuis plus de cinq ans). Il est installé sur un SMR : on expose du méthane (CH_4) à de la vapeur d'eau (H_2O), ce qui permet de casser la molécule de méthane pour obtenir de l'hydrogène (H_2) d'un côté et

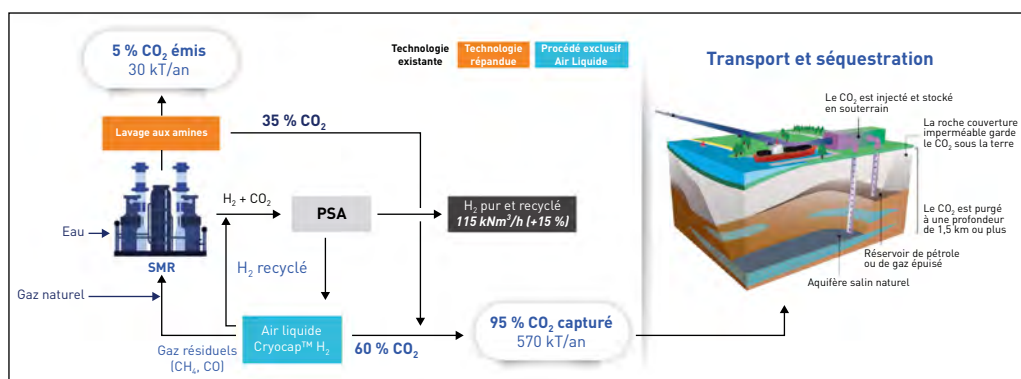


Figure 5

Capture du CO_2 : illustration pour une unité de vaporeformage.

du dioxyde de carbone (CO₂) de l'autre. On sépare ensuite le mélange dans ce qui s'appelle un PSA (« *Pressure Swing Adsorption* », adsorption par inversion de pression) pour produire de l'hydrogène pur. Les gaz résiduels du PSA qui contiennent beaucoup de CO₂ et encore un peu d'hydrogène sont alors traités par un dispositif combinant de la cryogénie et de la séparation par membrane. De l'hydrogène pur est renvoyé vers la production (augmentant l'efficacité globale du système) et le CO₂ quasiment pur peut être réutilisé ou stocké. De cette façon, 60 % des émissions de CO₂ sont supprimées. Il est possible de rajouter un lavage aux amines sur les fumées du four de vaporeformage afin d'atteindre 95 % de réduction des émissions de CO₂, soit au total sur l'ensemble du procédé 3 kg de CO₂ par kilogramme d'hydrogène produit.

– la technologie alcaline (voir le chapitre de L. Carme), est la plus ancienne et la plus mature, elle fait encore l'objet de développements intéressants ;
 – la technologie PEM (« *Proton exchange membrane* », membrane échangeuse de protons) fonctionne différemment : son principe est similaire à celui d'une pile à combustible inversée. Elle est plus récente, plus productive, plus compacte,



Figure 6
 Principaux projets Air Liquide de capture et stockage de CO₂ dans le nord de l'Europe.

Ces dispositifs sont mis en place sur les grands sites de production d'hydrogène (Figure 6) installés par exemple dans le nord de l'Europe, près des principaux bassins pétroliers. S'agit de projets impliquant à chaque fois un grand nombre d'acteurs. Air Liquide fait bien entendu partie de ces acteurs, ainsi que les pétroliers et les énergéticiens-gaziers.

2.4. L'électrolyse de l'eau

L'électrolyse de l'eau est possible à l'échelle industrielle grâce à plusieurs technologies. Même si plusieurs d'entre elles sont encore au stade expérimental, trois d'entre elles dominent (Figure 7) :

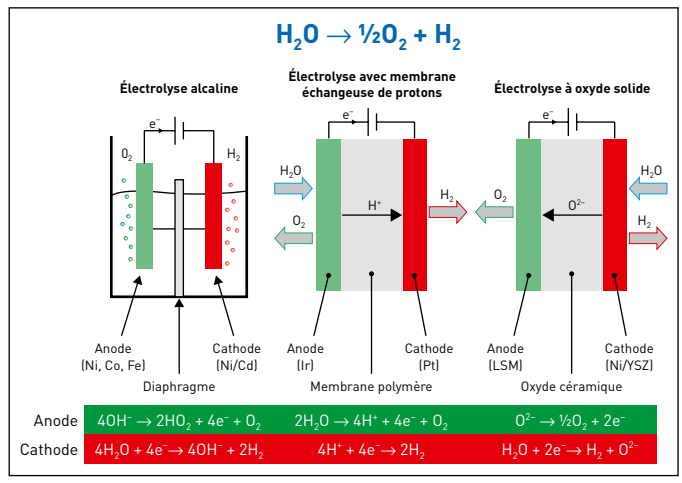


Figure 7
 L'électrolyse de l'eau.

mais nécessite des matériaux précieux. L'un dans l'autre, son coût reste assez proche de l'alcalin ;

- la troisième technologie s'appelle « *Solid Oxide Electrolysis* » (ou électrolyse haute température) et consiste à mettre en œuvre la réaction à 700-800 °C. Dans ce cas-là, l'énergie est partiellement fournie par de la chaleur, et la consommation d'électricité est moindre. Ce procédé nécessite donc une source de chaleur, idéalement de chaleur gratuite (encore appelée chaleur fatale¹⁴), ainsi que des matériaux suffisamment résistants. Nous mentionnons ce procédé, même s'il n'est pas encore déployé à une échelle industrielle et qu'il ne sera pas concerné par les principaux investissements des cinq à dix prochaines années.

La **Figure 8** montre un électrolyseur que nous venons de démarrer au Québec : avec une

14. Chaleur fatale : aussi appelée chaleur de récupération, elle désigne la chaleur générée par le fonctionnement d'un procédé et qui n'est pas récupérée.

capacité de 20 MW, il s'agit actuellement du plus gros de sa catégorie (à membrane échangeuse de protons, « *proton-exchange membrane* », PEM) au monde. La production y a démarré en 2020, en remplacement d'un électrolyseur alcalin. Huit tonnes d'hydrogène sont produites chaque jour depuis.

3 Comment stocker, transporter, distribuer l'hydrogène ? À quels coûts ?

3.1. Le transport de l'hydrogène

Une fois produit, l'hydrogène doit être amené au point d'utilisation (par exemple une station de recharge de véhicules). La **Figure 9** détaille les différentes étapes et les différentes solutions possibles en ce qui concerne les sources d'énergie, les procédés de production, les modes de transport. Aujourd'hui, l'hydrogène est transporté sous forme gazeuse pour les petites distances, et sous forme liquide pour les grandes



Figure 8

Un projet Air Liquide : le plus gros électrolyseur PEM au monde de 20 MW, situé au Québec.

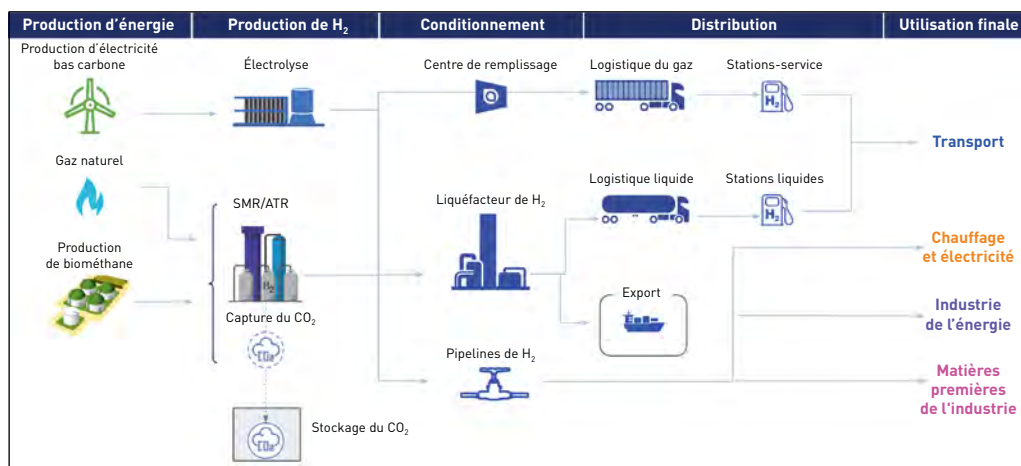


Figure 9

Circuit de l'hydrogène, des ressources énergétiques jusqu'à son utilisation. Une chaîne de valeur maîtrisée par Air Liquide : les coûts seront divisés par deux d'ici 2030 (objectif 2-6 euros/kg H₂).

distances ou lorsque les quantités sont importantes.

Air Liquide opère dans tous ces domaines depuis plus de cinquante ans, en ayant commencé par des utilisations pour l'industrie spatiale. La fusée Ariane, pour ne citer qu'elle, utilise entre autres de l'hydrogène liquide fourni par Air Liquide ainsi que d'un réservoir également conçu par le groupe. Aujourd'hui, les technologies de la chaîne de valeur de l'hydrogène sont matures, l'enjeu est désormais de les transposer à très grande échelle.

Dans un futur pas si lointain, il sera envisageable de produire de l'hydrogène en très grandes quantités dans des pays disposant de ressources renouvelables en très grandes quantités (et donc un coût très bas), qu'il s'agisse de solaire ou d'éolien. Un très bon exemple serait un axe entre l'Australie, au fort potentiel de production

d'énergie renouvelable, et le Japon, qui dispose de très peu de ressources renouvelables mais avec d'importants besoins en énergie.

L'hydrogène peut également être transporté sous forme gazeuse dans des canalisations, qu'il s'agisse de réseaux d'hydrogène existants (Air Liquide en opère par exemple près de 2 000 km) ou grâce à la conversion progressive de canalisations transportant du gaz naturel.

En ce qui concerne les usages, la question se pose sur la solution la plus adaptée pour chaque mode de transport. Pour y répondre, nous proposons une règle assez simple : les véhicules plus légers qu'une berline peuvent fonctionner grâce à des batteries, pour tous les autres l'hydrogène sera plus adapté.

Entre ces deux types d'utilisation, les flottes captives constituent un cas à part.

Par exemple, pour une flotte de taxis parisiens, l'hydrogène est bien adapté parce que ces véhicules tournent en 2/8 et les conducteurs n'ont donc pas la possibilité de recharger la batterie (ce qui est néanmoins envisageable pour un particulier).

En ce qui concerne les transports de très grande taille (bateaux, avions, etc.), l'hydrogène liquide est plus adapté car sa densité plus importante permet d'économiser le nombre (et donc le poids) de réservoirs. Les batteries sont clairement trop lourdes dans le cas des avions commerciaux. Il est par contre possible d'utiliser des carburants synthétiques (mais ceux-ci conservent une empreinte carbone) ou utiliser de l'hydrogène. Dans ce dernier cas, le défi à relever est particulièrement ambitieux, mais consiste probablement en la voie la plus vertueuse. Demain, une filière hydrogène liquide existera pour chacun de ces usages.

3.2. Le coût de l'hydrogène

Question clé : l'hydrogène sera-t-il économiquement intéressant ?

La **Figure 10** propose un cas concret, celui des camions, mais les études du Conseil de l'hydrogène (notamment celles sur les coûts, sorties en janvier 2020 et 2021) proposent de nombreux autres cas de figure.

En ce qui concerne les camions (légers, moyens et poids lourds), on considère le coût ramené à la tonne de matière transportée par kilomètre et par camion. La courbe grise du diesel a tendance à augmenter sous l'effet de l'application de taxes carbone (le reste est hors taxes). Les courbes des véhicules hydrogène et à batterie sont très proches, mais l'on observe néanmoins un effet favorable pour l'hydrogène dès que les tailles et les distances augmentent de manière significative.

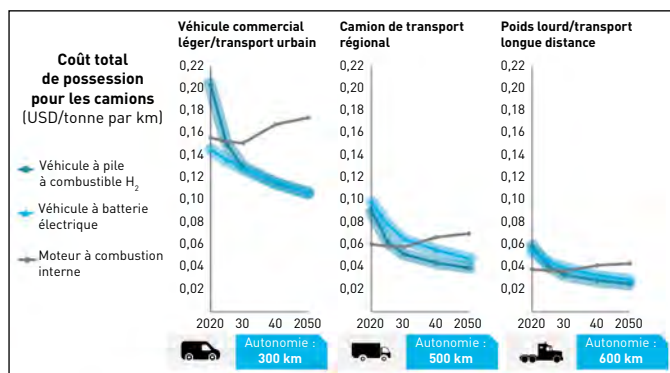


Figure 10

Le prix de l'hydrogène sera moins cher que le diesel pour les camions dès 2030.

Source : H₂ Coucil, Path to hydrogen competitiveness – a cost perspective, janvier 2020. Mc Kinsey Center for future mobility, CARB Advanced clean truck, ICCT.

Mais le plus intéressant n'est pas tant la comparaison entre batterie et hydrogène que celle entre batterie ou hydrogène avec le diesel. Ainsi, on peut voir qu'à l'horizon 2030, grâce aux progrès attendus et annoncés, l'hydrogène sera moins cher que le diesel. Au-delà d'une indispensable volonté politique en soutien à la filière hydrogène, son caractère compétitif va lui permettre de passer un seuil d'acceptation pour les acteurs et les utilisateurs des transports. À noter également que l'hydrogène bas carbone pourra donc être à la fois compétitif par rapport au diesel, et respectueux de l'environnement s'il est produit via un procédé bas carbone.

4 Les défis à relever et la position de la France

Surmonter les obstacles à l'utilisation de l'hydrogène reste délicat (Figure 11). La diminution du coût de l'hydrogène, qu'il faudrait typiquement diviser par deux dans les dix prochaines années, en est un majeur, comme nous venons de le voir. Même si c'est techniquement possible, le principal levier pour jouer sur le prix reste le déploiement à grande échelle.

Un point critique est notamment celui de la taille des électrolyseurs. De 1 MW il y a quelques années, nous en sommes arrivés à une vingtaine de mégawatts, et nous travaillons déjà sur des échelles de 100 MW, voire 200 MW, qui permettront d'abaisser le coût unitaire de façon significative.

Un deuxième point critique concerne la réglementation et

la sécurité. Les technologies nécessaires sont disponibles et les crash-tests le prouvent : une voiture à hydrogène est plus sûre qu'une voiture à essence, notamment parce que la voiture à hydrogène a été conçue au XXI^e siècle alors que celle à essence date du XIX^e siècle. Le réservoir d'essence de cette dernière n'est pas protégé contre les chocs (solution pourtant abordable), ce qui semble normal à tout un chacun car nous y avons été habitués. Lors d'un accident un peu violent, l'essence se répand. Dans une voiture à hydrogène, le réservoir est conçu de manière à résister à des chocs extraordinairement violents. Il s'agit de l'élément le plus solide du véhicule.

En revanche, la réglementation en est encore à ses balbutiements, et dans certains cas inexistante. Dans certains pays, il n'est d'ailleurs pas possible de produire de l'hydrogène, tandis que dans d'autres sa production sous forme liquide est uniquement possible par l'armée, comme c'est le cas en Chine (dans le cas de ce dernier, des lois sont en cours d'élaboration pour sortir de ce modèle). En France,



Figure 11

Les défis à relever.

l'hydrogène entre directement dans les réglementations Seveso, on ne peut donc pas, ou tout du moins très difficilement, installer une station sur la voie publique. Il est crucial que les réglementations évoluent partout dans le monde, comme cela commence à être le cas aux États-Unis, en Europe, en Asie. Nous participons

d'ailleurs volontiers à ce travail dans toutes ces régions. Ces réglementations doivent avant tout permettre de garantir la sécurité grâce à des normes harmonisées.

Enfin, il reste bien sûr à exécuter des projets, avec le soutien des pouvoirs publics, qui permettent d'assurer la robustesse et la crédibilité de la filière.

L'Air Liquide et les défis de la France

La France a récemment annoncé une stratégie ambitieuse sur l'hydrogène (*Figure 12*), qui s'appuie sur des champions nationaux des technologies de l'hydrogène à un niveau mondial. Cependant, la France est partie avec cinq à dix ans de retard pour le déploiement de ces nouveaux usages par rapport au Japon, à la Corée du Sud, à la Chine, à l'Allemagne, à la Scandinavie et à la Californie. Jusqu'à récemment, tous nos grands projets hydrogène étaient en dehors du territoire national, situation qui est en train d'évoluer avec de nouveaux projets situés en France, une situation qui évolue de manière très positive et qu'il faut savoir pérenniser.

La *Figure 13* donne des exemples de projets concrets, actuellement en cours de réalisation



Figure 12

La position de la France.

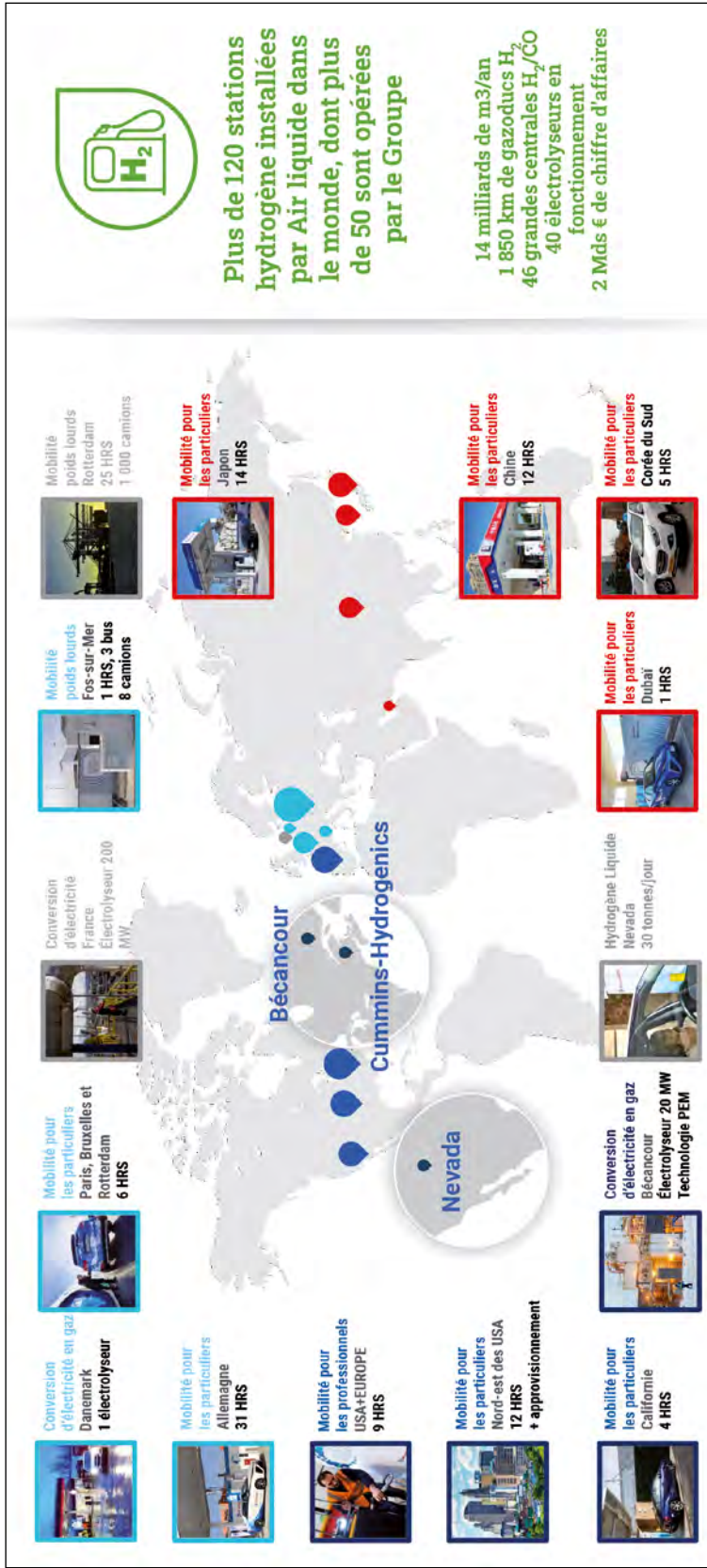


Figure 13

Des exemples de réalisations Air Liquide.

chez Air Liquide : ceux-ci nourrissent l'optimisme de tous les acteurs en l'avenir de la filière hydrogène.

Il s'agit par exemple de stations-service pour les particuliers. L'avantage de la voiture à hydrogène réside dans son excellent potentiel de communication, comparable à celui de la batterie. D'autres exemples incontestables, notamment pour les véhicules industriels et les poids lourds, sont déjà en service partout dans le monde. Chez Air Liquide seulement, la production d'hydrogène grâce aux procédés classiques représente déjà plus d'un million de tonnes par an.

Le passé a été fondateur, l'avenir sera riche de solutions hydrogène pour l'obligatoire transition écologique.