

HYDROGÈNE : MIEUX CIBLER LA STRATÉGIE NATIONALE

Série « Écosystèmes industriels critiques pour 2035-2050 et technologies sous-jacentes »

À propos de la série « Écosystèmes industriels critiques pour 2035-2050 et technologies sous-jacentes » : issus du séminaire 2024 de l'Académie des technologies, les avis de cette collection proposent une liste (non exhaustive) des technologies et écosystèmes industriels à développer dès maintenant, pour assurer à la France (et l'Europe) la réindustrialisation, la souveraineté et la décarbonation de son économie à l'horizon 2035-2050.

En bref

La révision de la Stratégie nationale hydrogène annoncée par le Premier ministre le 10 avril 2025¹ apporte d'utiles corrections à la stratégie initiée par Nicolas Hulot en 2018 et régulièrement mais marginalement révisée depuis. En particulier, elle prend acte de la supériorité des batteries par rapport à l'hydrogène pour les mobilités légères, et des besoins d'hydrogène, dès la prochaine décennie, pour la décarbonation des transports aériens et maritimes. Elle écarte l'utilisation directe d'hydrogène pour produire de l'électricité pour le réseau électrique (Power-to-Power).

Cependant elle ne tire pas les conséquences de cette révision de la demande potentielle qui sera sensiblement plus faible que les estimations antérieures, d'autant que l'économie de l'hydrogène est très fragile : les objectifs de production d'hydrogène par électrolyse retenus par la stratégie nationale révisée restent excessifs.

En outre elle n'analyse pas les échecs ou les retards significatifs du développement d'électrolyseurs français. L'articulation entre les politiques de soutien à la R&D et soutien à l'industrialisation est insuffisante voire inexistante.

Enfin, la Stratégie révisée ne fait aucune place aux technologies de rupture (plasmalyse, hydrogène naturel) qui sont à développer.

¹ [Adaptation de la stratégie nationale Hydrogène – Ministère de l'industrie et de l'énergie – 16/04/2025.](#)

1. Face aux grands enjeux du XXI^e siècle

L'hydrogène a été présenté comme le futur « couteau suisse » de la transition énergétique. Pour la Commission européenne et pour certains pays comme l'Allemagne, l'hydrogène le principal levier de la décarbonation des transports (piles à combustibles, carburants de synthèse, etc.), de la production d'électricité (Power-to-Power, pour pallier l'intermittence de certaines énergies renouvelables) et de l'industrie. Le développement d'une économie de l'hydrogène requiert d'identifier quelques grands enjeux.

Enjeu de production

L'essentiel (99 %) de l'hydrogène produit et utilisé aujourd'hui dans le monde est issu de la réduction de l'eau en phase vapeur, par exemple par la gazéification du charbon ou le reformage du méthane (procédé SMR – Steam Methane Reforming) pour produire du gaz de synthèse ou syngas ($\text{CO} + \text{H}_2$). Cependant ces procédés sont fortement émetteurs de CO_2 et ils ne peuvent en conséquence fonder l'économie de l'hydrogène si l'on veut tendre à la neutralité carbone. Une alternative- mais elle a un coût- serait de capter ce CO_2 sur le site de production d'hydrogène, puis de le stocker durablement ou de l'utiliser dans des applications immobilisant le carbone sur de longues durées (matériaux de construction, etc.).

Les autres alternatives de production d'hydrogène décarboné reposent sur l'électrolyse de l'eau.

L'hydrogène dit naturel que l'on trouve dans la croûte terrestre se forme continûment dans le sous-sol du fait de différentes réactions, la plus connue étant la réduction de l'eau en présence de roches riches en fer ; les quantités et débits économiquement exploitables sont à évaluer. Si ces quantités étaient très significatives par rapport aux besoins énergétiques, cela changerait la donne de l'hydrogène dans le cadre de la transition énergétique.

Enjeu environnemental

- L'hydrogène décarboné peut contribuer à la transition énergétique, en tant que molécule ou en tant que vecteur énergétique de façon ciblée quand c'est l'ultime recours, notamment pour réduire le minerai de fer, fabriquer de l'ammoniac ou des engrais, fabriquer des carburants durables pour l'aviation et le maritime, décarboner partiellement les raffineries, etc. ;
- La production traditionnelle d'hydrogène par SMR (hydrogène gris) émet 10 à 11 kg de CO_2 par kg d' H_2 produit ; elle n'est pas décarbonée et nécessite un captage (CCUS) du CO_2 . Alternativement, il faut produire l'hydrogène par des procédés décarbonés dont l'électrolyse si l'électricité utilisée est renouvelable ou nucléaire ;
- Les principaux impacts de la production d'hydrogène par électrolyse sont ceux liés à la production de l'électricité nécessaire à leur fonctionnement. En outre certaines technologies d'électrolyseurs utilisent des matériaux critiques (platinoïdes, nickel, etc. - voir enjeux technologiques). L'électrolyse consomme de l'eau qui est restituée à l'environnement lors de l'utilisation de l'hydrogène, et donc la consommation nette est nulle. Mais le prélèvement et la restitution n'ont lieu ni au même endroit ni dans la même forme, et la production d'hydrogène électrolytique peut poser des problèmes de ressources en eau, particulièrement si elle a lieu dans des territoire aux ressources hydriques limitées² ?
- GES : l'hydrogène n'est pas directement un gaz à effet de serre ; mais il est impliqué dans des réactions chimiques atmosphériques qui affectent la durée de vie et les abondances d'autres

² A cet égard, la stratégie énergétique allemande reposant en particulier sur l'importation d'hydrogène en provenance du Maroc ou des pays du Golf est discutable.

gaz ayant un impact sur le climat (CH_4 , O_3 , H_2O notamment) et est donc un gaz à effet de serre indirect. Son pouvoir radiatif à cent ans est de l'ordre de dix³ (~ 30 pour le méthane, 1 pour le CO_2). Il est important de mieux quantifier et de limiter les fuites d'hydrogène.

Enjeu de sécurité

- Pour la mobilité routière légère, la sécurité est un enjeu de premier rang, les batteries électriques sont plus adaptées que l'hydrogène. La mobilité longue distance est néanmoins une cible, elle aussi challengée par la batterie électrique ;
- En matière de sécurité, il faut noter que l'hydrogène a une limite inférieure d'explosivité très faible (4,1%) et une énergie minimale nécessaire pour amorcer une déflagration également très faible (0,02 mJ). Les contraintes de sécurité limiteront fortement les usages (« hydrogène et sécurité : le risque expliqué par les experts de l'Ineris »).

Enjeu de souveraineté/économique

L'hydrogène décarboné peut être utilisé :

- en substitution d'hydrogène gris en raffinerie, ou pour fabriquer de l'ammoniac ;
- ou pour de nouveaux usages :
 - o Décarbonation de procédés existants, par exemple la réduction du minerai de fer ;
 - o Production de carburants durables pour l'aviation ou le maritime.

Le coût de l'hydrogène décarboné par électrolyse est à 75% le coût de l'électricité : cela favorisera les pays ayant une électricité décarbonée abondante et peu chère.

Enjeu technologique

Les technologies de production se caractérisent par les coûts finaux, le rendement énergétique, l'émission de CO_2 par unité d'hydrogène produite :

- La production par gazéification est dominante en Chine : elle est bon marché mais très fortement émettrice de CO_2 ;
- La production par reformage du méthane (SMR) reste bon marché mais est fortement émettrice de CO_2 . Si le process SMR est appliqué à du biogaz et que le CO_2 produit est capté et utilisé durablement ou stocké (CCUS), le process devient un puits de carbone potentiellement très intéressant ;
- Il existe plusieurs technologies d'électrolyseurs dont certaines à niveau de maturité élevé ; elles sont détaillées au § 3. Elles produisent l'hydrogène à un coût plus élevé que la technologie SMR (même complétée par une étape CCS).

Enfin, les équipements de la chaîne de l'hydrogène requièrent du nickel, matériau critique pour les électrolyseurs alcalins ou du platine et de l'iridium, matériaux coûteux, pour les électrolyseurs Proton Exchange Membrane (PEM). Il existe donc un enjeu d'accès à ces matières. Les électrolyseurs haute température (Solid Oxide Electrolysis) et Anion Exchange Membrane (AEM) n'utilisent pas de métaux platinoïdes.

³ Maria Sand. [A multi-model assessment of the Global Warming Potential of hydrogen- Communications Earth & Environment ; Nature 2023](#)
Nicola Warwick and al. [Atmospheric implications of increased hydrogen use University of Cambridge](#)^{e - 2022}.



Des technologies de transformation du méthane et de biomasse sans oxydation (pyrolyse et plasmalyse) permettent de produire de l'hydrogène sans émission de CO₂, et un composant solide (noir de carbone pour la plasmalyse de CH₄, et biochar pour la pyrolyse de biomasse). Des premières utilisations d'hydrogène produit par plasmalyse se mettent en place pour alimenter des fours industriels. L'intérêt de la plasmalyse réside dans une consommation électrique par kg d'hydrogène de 3 à 5 fois plus faible que l'électrolyse. Il convient néanmoins de rajouter 64 kWh de CH₄ matière dans le bilan. Le biochar épandu sur les sols peut constituer un puits de carbone.

L'hydrogène naturel fait l'objet d'efforts récents d'exploration du sous-sol et de compréhension des trois modes de formation : réduction de l'eau en présence de roches riches en fer, radiolyse ou radioactivité naturelle des roches qui cassent la molécule d'eau et maturation tardive de la matière organique. A noter l'intérêt croissant de l'Australie et des Etats-Unis pour l'hydrogène naturel ainsi que celui des National Oil Companies (NOC) notamment en Arabie saoudite et au Brésil.

D'autres procédés de production d'hydrogène (photosynthèse d'algues, décomposition de l'eau à très haute température) sont plus futuristes avec des TRL très bas.

2. Le positionnement mondial de la France et de l'Europe

Le monde et l'Europe

L'écosystème de l'hydrogène est particulièrement complexe, de sa production à son utilisation. Certains pays expriment de très grandes ambitions :

- La consommation chinoise actuelle (égale à la production : marché international marginal aujourd'hui) est environ douze fois plus élevée que la consommation française. La Chine vise une production de 60 millions de tonnes (Mt) en 2050, soit environ douze fois la demande française à la même époque. 40 % de la puissance d'électrolyseurs installés dans le monde se trouve en Chine, mais actuellement 60% de la production chinoise vient de la gazéification du charbon ;
- La stratégie hydrogène américaine vise à produire 10 Mt d'hydrogène décarboné en 2030, et 50 Mt en 2050. L'Inflation Reduction Act (IRA), qui subventionne l'hydrogène produit en émettant moins de 3 kg de CO_{2e}/kg d'Hydrogène, est susceptible d'apporter un fort soutien fédéral à la production d'hydrogène décarboné (si cette politique n'est pas remise en cause par la nouvelle Administration dans ce domaine) ;
- L'Allemagne – et l'Europe sous son influence - mise sur l'hydrogène pour décarboner son économie sans recourir au nucléaire. L'Allemagne prévoit de consommer, en 2030, 95 à 130 TWh d'hydrogène ou molécules dérivées pour des usages chimiques ou énergétiques (~ 3,8 Mt) dont 70 % seraient importés ; et 360 à 500 TWh en 2045 (12 à 17 Mt) dont 70 % également seraient importés : il s'agit de quantités considérables justifiées par la substitution de l'hydrogène au charbon et au lignite pour la production d'électricité ;
- Les pays dotés d'un climat qui pourrait faciliter une production d'électricité renouvelable (Moyen orient, Maghreb, Amérique du sud, Australie, ...) se positionnent en fournisseurs d'hydrogène. La question du coût du transport maritime reste néanmoins problématique et seule l'Amérique du Sud dans ces quatre régions possède actuellement un pourcentage important d'électricité décarbonée.

Tableau 1 - Perspectives de la demande d'hydrogène décarboné

Mt H ₂ décarboné	2030/2035	2045/2050
Chine	20	60
Etats-Unis	10	50
Allemagne	3,8	12 à 17
France (estimation AT)	1,35	3 à 5

Par ailleurs, il faut noter que les politiques publiques, après l'engouement initial, connaissent ici ou là des « trous d'air » : les besoins d'hydrogène pour les mobilités terrestres ne se concrétisent pas. Les projets de décarbonation de l'industrie sont différés du fait de leurs coûts (Direct Iron Reduction pour la production d'acier), et priorité est donnée à la décarbonation par utilisation directe de l'électricité (recyclage dans des fours électriques). Enfin l'objectif de parité des coûts entre l'hydrogène produit par SMR (+ CCS) et l'hydrogène issu d'électrolyse de l'eau paraît très lointain.

Par ailleurs, concernant les politiques publiques :

- Les politiques françaises et européennes sont volontaristes et mettent en œuvre des moyens spécifiques comme les IPCEI (Important Project of Common Interest) pour développer cette filière nouvelle et innovante sans que le droit de la concurrence n'interfère ; mais certains projets se lancent avant la qualification des produits ou des procédés de fabrication.
- Néanmoins les politiques françaises et européennes sont mal ciblées. Les règles européennes (couleurs de l'hydrogène) n'incluent pas toutes les solutions de production d'hydrogène décarboné, en particulier l'hydrogène issu d'électricité nucléaire.

Le transport longue distance (en cas d'importation de pays bien dotés en électricité bon marché et décarbonée) est problématique. Le rendement énergétique est médiocre du fait de l'énergie requise pour la liquéfaction et des pertes par évaporation pendant le transport : son avenir est incertain.

Outre le transport d'hydrogène comprimé, une des alternatives est le transport de molécules hydrogénées (ammoniac ou méthanol). Ce sera sans doute la solution si ces molécules sont utilisées directement. En revanche si on souhaite disposer d'hydrogène dans le pays importateur, il faudra déshydrogéner l'ammoniac ou le méthanol, opération à peu près aussi coûteuse énergétiquement que la liquéfaction⁴. Les Liquid organic energy carriers (LOHC – toluène, etc.) requièrent une énergie de reconversion un peu plus faible que celle nécessitée par l'ammoniac ou le méthanol, mais leur utilisation est un à un stade très préliminaire de développement.

L'Hydrogen Council qui fédère les grands acteurs mondiaux de l'hydrogène estime que le coût du transport d'hydrogène liquide d'Arabie Saoudite au Japon pourrait baisser à 1,8 €/kg en 2030 (actuellement plus de 16 €/kg) et le coût de la reconversion de l'ammoniac en hydrogène serait de l'ordre de 1,1 à 2,2 €/kg. Avec ces ordres de grandeur, le transport et la reconversion en hydrogène seraient à eux seuls plus élevés que la production d'hydrogène par reformage du gaz naturel ! L'Hydrogen Council ne s'engage pas sur le coût du transport sous forme LOHC.

Le transport maritime sur de longues distances de l'hydrogène est donc actuellement un obstacle à une stratégie massive d'importation d'hydrogène telle que l'envisagent l'Allemagne et l'Europe. Comme ce n'est pas la stratégie française, il n'y a pas lieu de mettre en place des soutiens spécifiques. On peut néanmoins noter que la société française GTT, leader mondial du design des navires méthaniers pour les chantiers navals coréens développe des membranes pour transporter l'hydrogène liquide dans les cuves de futurs hydrogéniers.

⁴ [Methanol as a renewable energy carrier: An assessment of production and transportation costs for selected global locations- ScienceDirect](#)

En France

La capacité d'électrolyse visée par la nouvelle stratégie est de 4,5 GW en 2030 ; il y est associé une consommation d'électricité par électrolyse de 20 à 30 TWh et une production pouvant atteindre 520 000 tonnes d'hydrogène en 2030. En 2035, la capacité d'électrolyse pourrait atteindre 8 GW. **Ces objectifs paraissent élevés :**

- L'Académie des technologies estime la demande française d'hydrogène décarboné en hypothèse haute à 320 kt en 2030⁵ ; la stratégie révisée retient la fourchette 320 kt à 520 kt (tableau 1 de cette stratégie⁶) et prend en particulier en compte une demande d'hydrogène de 150 à 180 kt d'hydrogène en 2030 pour les carburants durables maritimes et aériens. Si la prise en compte de ce besoin est très pertinente, les projets n'en sont qu'en phase de conception, et ne justifient pas ce niveau de demande dès 2030 ;
- Si 4,5 GW d'électrolyseurs sont installés en 2030 et consomment 20 à 30 TWh comme indiqué dans la stratégie révisée, leur facteur de charge serait compris entre 50% et 75% et il serait nécessaire que les électrolyseurs aient une grande flexibilité de fonctionnement pour bénéficier d'électricité bon marché et pour contribuer à l'équilibre du réseau ; à ce jour cependant, la capacité des électrolyseurs à être exploités de façon flexible sans impact sur leur durée de vie n'est pas démontrée ;
- Il semble logique de fixer une fourchette de demande prévisible d'hydrogène décarboné à plusieurs horizons et de l'associer à une fourchette de puissance installée d'électrolyseurs avec un facteur de charge suffisant ;
- Les technologies développées en France ne sont pas prêtes à une industrialisation immédiate, sauf la technologie alcaline où la Chine est déjà dominante et difficile à concurrencer ; le soutien à des unités de production de capacité totale 4,5 GW d'ici 2030 sera largement un soutien à des fabricants d'électrolyseurs non français, chinois, américains, allemands. Cette situation n'est pas spécifique aux développements des électrolyseurs et l'Académie des technologies a initié une réflexion spécifique pour proposer des remèdes.

Même avec un objectif plus réduit de production d'hydrogène que celui proposé par la stratégie révisée, la France a des atouts pour rester un grand acteur de l'économie de l'hydrogène. Certes grâce à sa base de production d'électricité décarbonée fondée sur l'énergie nucléaire, la France ne devrait pas avoir besoin de produire de l'électricité à partir d'hydrogène importé comme le prévoit l'Allemagne et ses besoins seront inférieurs. Mais l'hydrogène sera incontournable pour produire des carburants durables pour l'aviation et le maritime (e-biocarburants et carburants de synthèse), décarboner l'industrie et exporter vers des pays très demandeurs comme l'Allemagne. Celle-ci prévoit des importations massives (grands contrats avec des pays ensoleillés et/ou ventés,) un réseau de 1 800 km d'hydrogénoducs et une gamme d'utilisation beaucoup plus large que la France. L'Académie des technologies estime que l'importation d'hydrogène ou de produits dérivés d'hydrogène décarboné (ammoniac, engrais, sustainable aviation fuels (SAF), ...) est peut-être attractive d'un point de vue économique à la condition de résoudre les problèmes du transport océanique de l'hydrogène, mais que le risque de perte de souveraineté est réel.

⁵ [Trop d'électrolyseurs en 2035 en France pour la demande prévisible ? Académie des technologies – mai 2024](#). L'hypothèse haute est fondée sur une augmentation du soutage en France avec des biocarburants.

⁶ [Le Gouvernement actualise la Stratégie nationale de l'hydrogène décarboné | Ministère de l'Économie des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique](#)

La France doit donc se positionner comme un acteur maîtrisant les principales technologies de l'hydrogène afin d'assurer sa souveraineté, exporter ses technologies et exporter de l'hydrogène vers ses voisins.

3. Les technologies clés à horizon 2035-2050

Electrolyseurs

Les technologies d'électrolyseurs développées en France ont encore des faiblesses. A ce jour, la capacité des électrolyseurs à être exploités de façon flexible sans impact significatif sur leur durée de vie n'est pas démontrée quelle que soit la technologie, et nous n'avons pas connaissance que les fournisseurs offrent des garanties de performance sur ce point important pour la compétitivité de l'hydrogène dans un mix électrique comportant une part significative de production d'énergies renouvelables intermittentes. Plus précisément :

- **Technologie PEM** (startup Elogen, actionnaire GTT). GTT a décidé (février 2025) de ne pas lancer la construction de son usine de production du fait d'un marché non mature et d'une technologie insuffisamment qualifiée. Elogen a annoncé poursuivre la R&D sur cette technologie porteuse d'améliorations de rendement et d'une meilleure flexibilité comparée à l'alcalin.
 - o Compétiteurs : Siemens Energy, Hydrogenics, Plugpower.
- **Technologie alcaline**
 - o Cette filière va être confrontée à un environnement très concurrentiel avec la Chine, producteur de 90% des électrolyseurs alcalins dans le monde difficile à battre dans la durée ; sa flexibilité reste à qualifier.
 - o Le franco-belge Cockerill qui exploite plusieurs usines de fabrication d'électrolyseurs dans le monde (Etats-Unis, Chine, Belgique, Inde, etc.) met progressivement en service une gigafactory consacrée à la production de cellules à Aspach en Alsace. Le soutien à ce projet mérite d'être prolongé par une politique d'achat appropriée pour que la souveraineté française/européenne soit assurée dans cette filière ;
 - o La startup McPhy (dont un peu plus de 20 % du capital était détenu par EDF) projetait la construction d'une gigafactory à Belfort également pour des électrolyseurs alcalins. Le 15 mai 2025 et malgré un total de 114 M€ de fonds publics, McPhy a fait l'objet d'une liquidation judiciaire.
 - o Autres compétiteurs : NEL, ThyssenKrupp, Sunfire.
- **Technologie AEM** (startup Gen-HY, actionnaire Eiffage et Saint Gobain)
 - o La technologie AEM (Anion Echange Membrane) ne mobilise pas de catalyseurs à base de métaux platinoïdes (Pt, Ir, Ru) contrairement à la technologie PEM dont le recours à ces métaux critiques pèse significativement sur les coûts. Elle fonctionne en eau pure ou légèrement alcaline, ce qui est un avantage par rapport à la technologie alcaline qui requiert des électrolytes très concentrés. Elle est donc prometteuse et doit être soutenue, mais des progrès restent à faire (durée de vie des membranes, densités de courant accessibles, rendement, etc.).
 - o Autres compétiteurs : Enapter, Versogen.

- Technologie SOEC

- Cette technologie avancée (bas TRL) d'électrolyse haute température portée par la startup Genvia (actionnaires CEA, Schlumberger, Vicat, Vinci) mérite d'être soutenue. Elle est potentiellement très intéressante (rendement accru) et très adaptée à des procédés avec récupération de chaleur fatale, par exemple la production de carburants de synthèse dont certaines phases du process de production sont exothermiques). Cependant la technologie est difficile (cellules en céramique dont il n'est pas aujourd'hui démontré qu'elles peuvent atteindre des durées de vie industrielles avec les flexibilités requises).
- Autres compétiteurs : Sunfire, Toshiba.

Les candidats à la production d'hydrogène (Total Energies, Air Liquide, Lhyfe) se fournissent en électrolyseurs PEM aux Etats Unis (Plug Power dont la situation financière est fragile) ou en Allemagne (Siemens).

Les déboires d'Elogen et McPhy montrent que la transition entre la phase de développement et la production est essentielle ; il ne faut industrialiser que des technologies qualifiées. En outre, le soutien français à la production d'hydrogène et son financement devraient être cohérents avec le soutien à la production d'électrolyseurs en France. Les producteurs bénéficiant de fonds publics devraient soutenir les fabricants français d'électrolyseurs.

Piles à combustible pour les mobilités terrestres (Fuel Cells- FC)

L'hydrogène n'a guère d'avenir dans les mobilités terrestres légères ; elles peuvent être assurées par des batteries. Et même les mobilités lourdes sont challengées par les batteries. Il n'y a donc guère d'avenir pour les piles à combustible (FC) embarquées.

Autres technologies innovantes

- Hydrogène naturel

Les trois types de mécanismes de formation de l'hydrogène naturel sont présents en France, cependant les incertitudes sur les ressources et les réserves sont considérables. Il convient de développer le savoir-faire français en s'appuyant sur de nouveaux outils de modélisations des bassins et réservoirs, de caractérisation des roches génératrices d'H₂ et de mesure géophysique. Il convient aussi d'accélérer l'exploration du sous-sol français notamment en simplifiant les procédures d'autorisation pour parvenir au plus tôt à une production ;

La France a des atouts et en particulier des structures propices à ces phénomènes, mais il faut changer d'échelle financière et mettre les moyens pour garder un leadership international.

- **Plasmalyse** : un plasma de méthane est constitué d'hydrogène et de carbone sous forme de noir de carbone, qui peuvent être séparés ; la production d'hydrogène par ce procédé consomme quatre fois moins d'électricité que l'électrolyse, une partie de l'énergie provenant de la dissociation de la molécule de méthane. Le noir de carbone a différentes applications industrielles : pas d'émission de CO₂ ;

Les start up Sakowind et Spark Cleantech en France sont au stade de pilotes. Aux Etats-Unis, la société Monolith produit 14 000 tonnes de noir de carbone vendu à Goodyear pour la fabrication de pneus. Elle a un partenariat avec Mines Paristech-PSL pour améliorer le procédé et produire de l'hydrogène de haut niveau de pureté.

4. Les recommandations de l'Académie des technologies

Le **plan hydrogène** de la France, même après sa récente révision, est ambitieux (en fait il vise à produire en 2030 plus d'hydrogène que les besoins recensés actuellement) et il est financièrement bien doté (9 milliards d'euros jusqu'en 2030). Il ne sera efficace que s'il est bien ciblé.

Il convient au préalable d'obtenir une clarification et une évolution de la réglementation européenne sur l'hydrogène vert. Ce qualificatif est actuellement réservé à l'hydrogène produit par électrolyse à partir d'énergies électriques renouvelables. Le recours à l'énergie nucléaire, malgré des évolutions positives de la réglementation, reste cependant impossible. Alors que le but est la décarbonation, l'ostracisme européen contre le nucléaire n'est pas acceptable.

Au regard des besoins futurs d'hydrogène en France, des infléchissements doivent être apportés au plan actuel :

Production d'hydrogène par électrolyse

La France soutient quatre technologies d'électrolyseurs. Un soutien différencié va s'imposer du fait de deux échecs récents (voir plus haut).

Le choix des technologies à privilégier devra considérer avec une très grande attention le potentiel de flexibilité, puisque les électrolyseurs ont vocation à fonctionner à puissance variable selon le coût de l'électricité du réseau et donc selon la variabilité de la production d'électricité intermittente (solaire ou éolien) dans le mix électrique (cf. parties précédentes).

Plus généralement, une révision de la stratégie nationale hydrogène est nécessaire pour assurer une meilleure transition entre le soutien à la R&D et l'industrialisation. La Commission européenne a été généreuse dans l'octroi du régime d'aides « Important Project of Common European Interest » (IPCEI) : en 2022, elle a alloué ce statut à quatre gigafactories potentielles (Cockerill, McPhy, Elogen et Genvia). Un seul projet a franchi à ce jour le stade de la Final Investment Decision, la maturité technique des autres projets étant insuffisante. Le projet McPhy est définitivement arrêté (liquidation) et le projet Elogen est suspendu sine die. Le soutien à l'industrialisation de la fabrication d'électrolyseurs devrait être mieux coordonné avec les mécanismes de soutien au développement.

Production d'hydrogène à partir du méthane (procédé SMR)

La production d'hydrogène par électrolyse sera durablement plus coûteuse que par reformage du méthane (CH_4), même avec captage et stockage du CO_2 (Carbon Capture and Storage). Nous recommandons de poursuivre l'exploitation des installations actuelles, notamment celles situées à proximité de stockages potentiels de CO_2 , en les équipant de captage ; ceci implique évidemment de développer cette technologie, indispensable pour atteindre les objectifs de décarbonation. En outre, il faut souligner que la production d'hydrogène par SMR à partir de méthane biogénique est neutre en carbone ; et elle peut être un important puits de carbone si les installations sont équipées de captage et de solutions de transport : cette filière doit être encouragée.

A juste titre la révision de la stratégie retient cette option (« Décarbonation des vaporéformeurs existants »).

Transport de l'hydrogène à courte distance

Le transport à courte distance de l'hydrogène se fera durablement dans des réservoirs sous pression sur lesquels la France est bien positionnée. La compression de l'hydrogène à 700 bars a un important coût énergétique et l'amélioration des rendements reste un enjeu ; mais l'industrie française est absente du secteur de la compression, et ne pourra pas y revenir.

Transport océanique (voir § 2)

Transport européen de l'hydrogène ou backbone européen

L'initiative European Hydrogen backbone, regroupant douze gestionnaires de réseaux de gaz, prévoit 40 000 km de réseaux gaz en 2040, dont les 2/3 seraient des réseaux de grand transport de gaz reconvertis.

La révision de la stratégie Hydrogène exprime de façon positive et fondée un soutien à ce projet incluant sa composante BarMar (Barcelone – Méditerranée).

Utilisation de l'hydrogène

L'Académie des technologies estime que les mobilités terrestres seront essentiellement réalisées par des véhicules électriques compte tenu des progrès très considérables des batteries, du faible rendement énergétique de la chaîne Hydrogène et de la nécessaire sécurité du grand public pour ce vecteur. Elle recommande donc la plus grande prudence dans le soutien aux mobilités Hydrogène individuelles.

Les difficultés techniques de l'avion Hydrogène sont considérables. Airbus a révisé à la baisse son plan ZEROe et différé ses objectifs⁷. Airbus a également renoncé au turboréacteur Hydrogène : il serait remplacé par des moteurs électriques alimentés par des piles à combustible. Il n'y aura pas d'avion commercial avant une trentaine d'année, et les vols longs courriers ne sont pas envisageables à horizon prévisible.

Les grandes applications de l'hydrogène qu'il faut soutenir sont donc :

- **Les raffineries** sont de grosses consommatrices d'hydrogène, dont une partie est coproduite dans les processus de raffinage, et le reste est produit par procédé SMR. C'est actuellement le premier poste d'utilisation de l'hydrogène en France. La fin de la vente des véhicules à moteurs thermiques annoncée pour 2035 ne tarira pas cette demande puisque le parc en circulation ne disparaîtra que progressivement. Là encore, il faudra équiper les installations actuelles de captage de CO₂, ou recourir à de l'hydrogène produit par électrolyse ;
- **Les usages industriels**
 - o A terme la production d'acier par réduction du minerai de fer par de l'hydrogène (Direct Reduction Iron ou DRI). La décarbonation de l'acier se fera à l'horizon 2030-2035 par :
 - l'augmentation du recyclage de l'acier avec des fours de fusion électriques ;
 - le CCS associé aux hauts-fourneaux ;
 - la réduction directe (DRI) avec du CH₄ et un peu d'hydrogène et au-delà de cet horizon avec de l'hydrogène ;
 - et pour le reste à décarboner soit par le DRI avec de l'hydrogène décarboné soit par électrolyse directe du minerai de fer si cette technologie de rupture est disponible. Cela implique de protéger cet acier décarboné en pénalisant fortement l'importation d'acier qui ne serait pas décarboné (mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) récemment mis en place par l'Union européenne. Il reste à démontrer son efficacité.
 - o La production d'ammoniac, et donc d'urée et autres engrais azotés, requiert la combinaison d'hydrogène et d'azote. La production française d'ammoniac baisse régulièrement et les importations françaises ne sont pas décarbonées : pour ce produit comme pour d'autres, la France transfère ses émissions de CO₂. Dans le cadre de la réindustrialisation, il convient de mettre fin à cette dérive et d'encourager une production française d'ammoniac et d'engrais décarbonés nécessitant quelques centaines de milliers de tonnes d'hydrogène décarboné par an notamment par le

⁷ [Airbus showcases hydrogen aircraft technologies during its 2025 Airbus Summit](#) - Mars 2025

procédé SMR+CCS. Mais l'importation directe d'ammoniac sera peut-être préférée par les générations futures, au bénéfice du coût contre celui de la souveraineté.

- **Les carburants de synthèse pour l'aérien et le maritime** seront une importante demande d'hydrogène à l'horizon 2040- 2050 les défis sont multiples, défi technologique avec l'opportunité de développer une filière industrielle française avec son atout d'une électricité décarbonée, défi réglementaire et défi du coût de production. Ces carburants de synthèse ou e-fuels font l'objet d'une autre fiche de cette série.

Quelles ambitions à l'horizon 2035

- Sélectionner les projets aidés selon les critères de la stratégie revisitée notamment au regard des trois usages les plus pertinents (industrie, e-SAF, raffineries) ;
- Disposer d'une capacité nationale de production supérieure à 1 Mt dont les deux tiers sous technologie française ;
- Industrialiser la construction des électrolyseurs avec deux gigafactories opérationnelles et en développant des électrolyseurs flexibles ;
- Avoir qualifié la technologie SOEC ;
- Disposer de démonstrateurs industriels de production de SAF (dont un démonstrateur e-bioSAF- BioTJet mené par Elyse Energy à Lacq)
- Disposer d'ici 2035 de plusieurs réalisations industrielles de e-SAF (carburants de synthèse pour l'aviation), de plus de 100 kt par an chacun : plusieurs projets sont en phase d'étude sur le territoire français. On rappelle que les obligations d'incorporation de e-SAF telles qu'elles résultent de la directive Refuel EU Aviation sont de 400 kt en 2035 et 800 kt en 2040 ;
- Avoir mis en production un premier puits d'H2 naturel en France si l'exploration s'avère positive.

Quelle recherche et développement

- Une analyse stratégique est à faire pour se placer dans le développement et la production de membranes et catalyseurs. Il en est de même pour la fabrication des stacks. L'initiative ne peut venir que des fabricants d'électrolyseurs ;
- Mieux connaître les phénomènes de vieillissement des électrolyseurs en modes flexibles.

Deux « game changers » à soutenir

- La plasmalyse. C'est un procédé complexe mais attrayant. En effet la plasmalyse du méthane permet de produire de l'hydrogène sans aucune émission de CO₂ et avec une consommation d'électricité quatre fois inférieure à celle des productions électrolytiques.
- L'hydrogène naturel est également un potentiel « game changer ». Il faut faciliter et encourager l'exploration.



Pour aller plus loin :

Cette fiche est largement fondée sur un avis de l'Académie des technologies :
[Trop d'électrolyseurs en 2035 en France pour la demande prévisible ?](#) (avril 2024)

Sur l'hydrogène naturel on pourra se reporter à l'avis :
[Accélérer la caractérisation de la ressource et l'exploration de l'hydrogène naturel en France](#) (juin 2024)

Et pour des informations de référence :
[Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée](#) (juin 2020)

Auteurs principaux (liens d'intérêts en relation avec le thème, le cas échéant) : Marc Florette ; Dominique Vignon. Les auteurs remercient Patrick Ledermann et Olivier Appert pour leurs relectures attentives.

La déontologie académique exige que tout contributeur à l'élaboration d'un rapport n'apporte au collectif que sa seule expertise, en se gardant de promouvoir tout intérêt personnel, institutionnel ou corporatiste. L'indépendance de nos positions est assurée par le caractère collectif de nos travaux. Ce document a été validé par l'Académie des Technologies selon la procédure disponible sur le site de l'Académie.