

MASSIFIER LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE BAS-CARBONE

INDUSTRIE

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ECONOMIE FRANCAISE



LE THINK TANK DE LA
TRANSITION BAS CARBONE

 **THE SHIFT
PROJECT**

Chaîne de valeur de l'hydrogène

L'hydrogène, ses applications et son potentiel

Le dihydrogène, ou « hydrogène », est une molécule composée de deux atomes d'hydrogène, de formule chimique H_2 . **L'hydrogène (H_2) a diverses applications largement répandues¹⁸⁹** telles que le raffinage, la production d'ammoniac – base des engrais de synthèse, ou celle de méthanol – base des résines et plastiques.

Sa production est aujourd'hui assurée par des moyens fortement émetteurs de gaz à effet de serre mais une technologie alternative existe : l'électrolyse de l'eau. Cette technologie permet la production d' H_2 à partir d'eau et d'électricité via un électrolyseur (une pile inversée), sans émission directe de CO_2 par le procédé¹⁹⁰. Si l'électricité utilisée est bas-carbone, ce qui est le cas en France, alors le H_2 produit l'est également. **Cet H_2 décarboné¹⁹¹ pourrait être un ingrédient clé dans la décarbonation de l'acier, des engrais ou encore des carburants¹⁹²**, comme en témoignent les nombreux projets annoncés¹⁹³.

Une production fossile à décarboner

En 2024, 99 % de la production mondiale d' H_2 est fossile [239]. Les trois quarts sont réalisés via le procédé de vaporeformage du méthane, qui consiste à extraire l' H_2 du gaz naturel, en émettant environ 11 tonnes de CO_2 par tonne d'hydrogène produite [239]. Le dernier quart de la production est assuré par gazéification du charbon lors de la mise en contact du charbon avec de la vapeur d'eau [240], émettant environ 20 tCO_2e/tH_2 [241]. La voie de production d' H_2 par électrolyse de l'eau représente moins de 1 % de la production nationale comme mondiale en 2024 [239]. Les émissions de ce procédé correspondant essentiellement à celle de l'électricité requise, elles sont très dépendantes du mix de la région de production : **avec le mix électrique français actuel, très bas-carbone, ces émissions sont faibles**, environ de 2,9 tCO_2e/tH_2 ¹⁹⁴, mais elles sont bien supérieures dans d'autres régions¹⁹⁵.

Enjeux de transport, de stockage et de sécurité

Une fois produit, l' H_2 est acheminé par bouteilles sur des camions, par camions-citernes ou par canalisations. Pour être transporté, il doit donc être comprimé, voire liquéfié. Ces opérations sont intenses en électricité¹⁹⁶, la compression en elle-même pouvant représenter

¹⁸⁹ 100 millions de tonnes consommées par an dans le monde en 2024 et 0,9 Mt/an en France

¹⁹⁰ Cette électrolyse peut également être inversée pour produire de l'électricité à partir d'hydrogène : c'est alors un moyen de stocker de l'énergie, à l'instar d'une batterie mais pour des durées de plusieurs mois.

¹⁹¹ La Directive européenne (EU) 2024/1788 et l'acte délégué sur l'hydrogène bas carbone publié le 8 juillet 2025 définissent l'hydrogène bas carbone comme un hydrogène produit par électrolyse de l'eau avec une électricité bas carbone, par pyrolyse du méthane, ou par vaporeformage du gaz naturel avec CCS. Les émissions de GES devant être à minima inférieures de 70 % par rapport à une référence fossile fixée à 94 gCO_2e/MJ .

¹⁹² Lire les chantiers acier bas-carbone et aérien.

¹⁹³ Liste non-exhaustive, en France : GravitHy (acier), FertigHy et Normand'Hy (ammoniac), NeoCarb, Take Kair, KerEauZen et eM-Rhone (carburant de synthèse).

¹⁹⁴ 55 kWh/kgH_2 (33 kWh/kgH_2 et rendement de 60 %) [242], 51,9 gCO_2e/kWh d'électricité en France en 2024 [421]

¹⁹⁵ 11 tCO_2e/tH_2 en moyenne en UE 28 ; 19 tCO_2e/tH_2 en moyenne dans le monde ; 26 tCO_2e/tH_2 en Pologne [249].

¹⁹⁶ La compression d' H_2 de 30 à 500 bars requiert 2,7 kWh/kgH_2 , soit et 4,9 kWh/kgH_2 pour une compression à 900 bars, nécessaire pour une application à 700 bars [242]. Cela représente de l'ordre de 5 à 9 % d'énergie supplémentaire à celle nécessaire pour obtenir ce kg d'hydrogène par électrolyse (sur une base de 55 kWh/kgH_2 , voir note suivante).

jusqu'à 3 à 5 kWh/kgH₂ pour les hautes pressions [242], soit jusqu'à 5 à 10 % de consommation électrique supplémentaire par rapport à la production¹⁹⁷.

Cette étape de transport doit en plus composer avec plusieurs **contraintes techniques** : exploitation à des pressions moyennes ou élevées¹⁹⁸, isolation thermique complexe lorsque nécessaire¹⁹⁹ ou encore matériaux spécifiques afin de limiter les fuites de H₂²⁰⁰. Ces contraintes peuvent conduire à des coûts de transport et de stockage à terre importants [243]. Une solution alternative aujourd'hui explorée est le **stockage d'H₂ souterrain**, comme c'est actuellement le cas pour le gaz naturel, dans des cavités salines. La France dispose de quelques sites potentiellement proches de sites de consommation d'H₂²⁰¹. Le potentiel de ces sites est progressivement confirmé par des études et les premières tonnes pourraient être stockées dès 2030-2032, dans une démarche de flexibilité de la production²⁰² [244].

L'hydrogène étant inodore, très explosif et inflammable avec une flamme invisible, il doit faire l'objet de **mesures de sécurité** adaptées, notamment sous pression [245]. **Sa manipulation existant déjà depuis plusieurs décennies en milieu industriel**, le défi du déploiement de nouveaux usages viendrait a priori surtout de l'introduction potentielle de l'hydrogène dans de nouveaux milieux : conditions de températures et pressions plus complexes dans l'aérien, réservoirs davantage sollicités dans les applications de mobilité ou encore utilisation dans des environnements opérés par un public non spécialisé²⁰³.

Prérequis à un développement soutenable

Prioriser les filières à décarboner

Décarboner la production d'hydrogène

Les émissions de gaz à effet de serre du vaporeformage du méthane et de la gazéification du charbon pourraient être réduites via le captage et le stockage du carbone émis (CCS), mais cette technologie fait appel à un volume important d'énergie²⁰⁴ et maintient une dépendance aux énergies fossiles. En cohérence avec les impératifs énergie-carbone et le projet de SNBC 3²⁰⁵, **les voies poursuivant un usage de méthane fossile et de charbon ne sont pas encouragées ici.**

¹⁹⁷ Consommation électrique de la production d'H₂ par électrolyse : 55 kWh/kgH₂ (33 kWh/kgH₂ et rendement de 60 %) [242].

¹⁹⁸ Les réseaux de transport sont exploités à environ 70-80 bars et ceux de distribution à environ 8 bars. Le transport par réservoirs d'H₂ se fait à une pression d'au moins 200 bars et tend vers 500 voire 700 bars pour augmenter la densité énergétique de l'H₂ transporté.

¹⁹⁹ Pour être à l'état liquide donc plus facilement manipulable, l'H₂ est amené puis maintenu à - 253 °C.

²⁰⁰ L'H₂ étant l'une des plus petites molécules existantes, elle peut poser des contraintes de fuite ou de fragilisation des matériaux constituant les réservoirs ou canalisations (essentiellement en acier).

²⁰¹ Les principaux sites de stockage en cavité saline envisagés en France sont Manosque (PACA), Tersanne et Etrez (bassin Lyonnais), Verville (Grand Est) [253]. Le site de Etrez a notamment fait l'objet de tests concluant en 2025 quant à sa capacité à accueillir de l'hydrogène [419].

²⁰² La flexibilité des électrolyseurs consiste à les faire fonctionner uniquement lorsque l'électricité est la moins chère et à stocker l'H₂ produit à bas coût. Sous certaines conditions détaillées en fin de ce document, cette configuration permet d'accompagner la transformation du réseau électrique vers l'intégration croissante de sources décarbonées intermittentes en limitant le besoin de surdimensionnement qui en découle.

²⁰³ L'H₂ pourrait par exemple potentiellement équiper certains poids lourds, engins de chantier ou tracteurs, sous certaines conditions.

²⁰⁴ Lire le chantier CCS : de l'ordre de 1050 kWh/tCO₂ captée.

²⁰⁵ Projet de SNBC 3 en consultation depuis le 12/12/2025 : fin du charbon en 2030, pétrole en 2045, gaz fossile en 2050 [420].

Une seconde solution consiste à substituer le gaz naturel en entrée du vaporeformeur par du **biogaz**. Le CO₂ émis est alors biogénique²⁰⁶, réduisant considérablement les émissions²⁰⁷, et permettant aux vaporeformeurs de continuer d'être utilisés directement, seule l'origine de l'intrant étant modifiée²⁰⁸. **L'obstacle principal au déploiement de cette solution est la disponibilité en biogaz, très faible aujourd'hui, et qui restera limitée à 2050**, avec de nombreux conflits d'usages potentiels²⁰⁹, ainsi que les enseignements-clés sur les bioénergies dans la deuxième partie de ce rapport.

Dans le cas de la gazéification, la biomasse pourrait remplacer le charbon via un procédé de **pyrogazéification**, mais son stade actuel de démonstrateur [240] n'en fait **pas une solution majeure envisageable à l'horizon 2050**.

Enfin, **la solution généralement privilégiée pour produire de l'hydrogène bas carbone est l'électrolyse de l'eau avec de l'électricité bas carbone**. Les principaux obstacles à son déploiement résident dans la **consommation électrique** additionnelle très importante qu'elle implique (voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) et **l'absence d'une filière** à l'échelle industrielle déjà déployée.

	Emissions de GES (tCO ₂ e/tH ₂)	Electricité (MWh/tH ₂)	Biogaz (MWh/tH ₂)
Electrolyse de l'eau	2,9	55	-
Vaporeformage du biométhane	2,1 (9 de CO ₂ biogénique et 2,1 auxiliaires)	0,3	46,7
Vaporeformage du biométhane avec CCS	2,1 (9 de CO ₂ biogénique dont 8,1 captées ²¹⁰ et 2,1 auxiliaires)	8,4	46,7

Tableau 4 : Emissions de gaz à effet de serre et consommations énergétiques de l'électrolyse de l'eau et du vaporeformage du biométhane, en France, données 2024 (Calculs The Shift Project d'après ADEME [246] [247] et France Hydrogène [248].)

Du point de vue des émissions, le CO₂ biogénique émis lors du vaporeformage du biogaz ne contribuant pas à l'effet de serre anthropique additionnel, cette solution possède un impact aujourd'hui plus faible que la production d'hydrogène par électrolyse (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Cependant cet écart est limité, et devrait en outre s'inverser avec la décarbonation toujours plus poussée du mix électrique français.

Du point de vue de la consommation énergétique, les différentes solutions possèdent des **intensités énergétiques équivalentes**, de l'ordre de 50 à 55 kWh/tH₂ (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Leurs conditions de pertinence différeront en revanche du fait de la

²⁰⁶ Carbone initialement atmosphérique capté par la biomasse (végétation) et la matière organique du sol. Il est réémis lors de sa combustion ou de sa dégradation naturelle et n'a pas de contribution additionnelle à l'effet de serre s'il est intégré dans un cycle du carbone à la bonne échelle.

²⁰⁷ En pratique, la réaction chimique au sein du vaporeformeur est identique, qu'il s'agisse de gaz naturel ou de biogaz, elle émet de l'ordre de 11 tCO₂/tH₂, dont environ 2,1 tCO₂/tH₂ sont indépendantes du type de gaz [246]. Dans le cas du gaz naturel, il reste donc 9 tCO₂/tH₂ fossiles émises à l'atmosphère et contribuant au réchauffement climatique. Tandis que pour le biogaz, ces 9 tonnes sont biogéniques et ne contribuent pas au réchauffement climatique.

²⁰⁸ L'ajout de dispositifs de capture du carbone sur ces installations pourraient permettre de capter les émissions biogéniques, pour les valoriser, ou pour les séquestrer afin de générer des puits technologiques de carbone. Cela reviendrait toutefois à combiner les paris techniques et/ou industriels de deux briques technologiques, le biogaz et le CCS, pour une démarche d'ensemble relativement incertaine.

²⁰⁹ Voir Chantier n°18 : Déployer les bioénergies de manière soutenable

²¹⁰ D'après la Base Empreinte de l'ADEME, les émissions par vaporeformage du méthane sont de 11,1 tCO₂e/tH₂. Dans le cas du biométhane, elles sont de 2,13 tCO₂e/tH₂. En réalité, 11,1 tCO₂e/tH₂ sont bien émissions mais 9 tCO₂e/tH₂ sont du CO₂ biogénique qui ne contribue pas au réchauffement climatique, il n'est donc pas comptabilisé. Les émissions restantes (2,13 tCO₂e/tH₂) correspondent à d'autres GES éventuellement émis et des émissions indirectes. Pour le captage, on fait l'hypothèse optimiste que l'intégralité des émissions biogéniques sont captées et d'une efficacité du captage de 90 %.

nature de l'énergie consommée. La pertinence du choix des **vaporeformeurs à biogaz**, qui présentent l'avantage d'être **déjà alimentés en gaz** et limitent donc les adaptations nécessaires des sites et infrastructures, sera déterminée par la **disponibilité en biogaz, fortement contrainte à horizon 2050**. Celle de l'**électrolyse** de l'eau dépendra de la **disponibilité en électricité**. Tout d'abord à l'échelle **nationale** : le développement de moyens de production électrique bas carbone du pays à 2050 a ses limites²¹¹ et nombreux sur les usages qu'il faut électrifier : voitures, camions, chauffages, procédés industriels²¹². **Le risque de conflit d'usages sur l'électricité est donc réel**²¹³. De plus, les électrolyseurs étant des sites industriels fortement électro-intensifs, la capacité du réseau à intégrer cet appel de puissance **local** sera également déterminante. Des **territoires** disposant des ressources électriques nécessaires, du foncier et du réseau électrique adapté pourraient donc devenir **stratégiques** pour la filière.

A titre d'exemple, la filière sidérurgique française par hauts fourneaux, qui a produit 6,4 Mt d'acier en 2024, pourrait être convertie à la voie H₂-DRI-EAF²¹⁴ – voir notre chantier dédié à l'acier bas-carbone. A raison de 55 kgH₂/t acier et de 55 kWh/kgH₂, **la production de 6,4 Mt d'acier par cette voie nécessiterait environ 352 000 tH₂**. La production de cet H₂ par électrolyse ferait alors appel à **19 TWh d'électricité supplémentaires**, soit environ l'équivalent de la production d'une paire d'EPR2.

Quels que soient les choix technologiques effectués, le potentiel de production d'hydrogène bas carbone reste donc limité au premier ordre par les contraintes physiques de disponibilité en ressources (biomasse et/ou électricité notamment). **Il est donc indispensable de prioriser fortement les secteurs à décarboner via la molécule H₂**.

Prioriser les usages de l'hydrogène pour un besoin raisonné

Les usages de l'hydrogène doivent être priorisés sur les secteurs pour lesquels son recours est le plus indispensable et stratégique : industrie des engrais, sidérurgie, ainsi que certains transports lourds²¹⁵.

Le premier critère de priorisation réside en effet dans le potentiel de réduction d'émissions que permet d'atteindre l'utilisation de l'H₂. Dans l'industrie sidérurgique par exemple, la production d'une tonne d'acier émet aujourd'hui 1,8 tCO₂e par la voie hauts fourneaux, contre seulement 0,15 tCO₂e lorsqu'elle est produite grâce à l'utilisation d'H₂ pour la réduction directe du minerai de fer – lire le chantier acier. Pour la production d'une tonne d'ammoniac ou de méthanol, la décarbonation de la production de l'H₂ utilisé comme intrant permet une réduction de l'ordre de 50 à 70 % des émissions de la production [249] [250].

L'efficacité énergétique et la disponibilité en énergie constituent un deuxième critère de priorisation. La production d'hydrogène par électrolyse ou par vaporeformage et CCS présente un rendement de l'ordre de 60 % seulement²¹⁶, voire 25 % lorsque l'hydrogène est

²¹¹ Voir Chantier n°16 : Développer l'éolien et le photovoltaïque et Chantier n°17 : Prolonger le nucléaire historique, lancer le nouveau nucléaire

²¹² Voir les chantiers de la voiture électrique, la pompe à chaleur et l'acier décarboné

²¹³ Voir la deuxième partie de ce rapport pour plus de détails sur l'adéquation entre production et consommation d'électricité.

²¹⁴ Réduction directe du minerai de fer par l'hydrogène puis four à arc électrique

²¹⁵ Bien que la substitution d'H₂ carboné par de l'H₂ bas carbone dans le raffinage puisse permettre une réduction de l'empreinte carbone des carburants, cette application n'est pas à prioriser dans l'allocation des ressources disponibles en hydrogène bas carbone : la décarbonation de ce secteur passera en effet par le levier de réduction drastique des volumes de pétrole consommés, grâce à la sortie des énergies fossiles.

²¹⁶ L'électrolyse présente un rendement d'environ 60 % [242]. Un vaporeformeur a un rendement d'environ 72 % [248] en consommation 46,7 MWh/tH₂. L'ajout d'un CCS consomme environ 8 MWh/tH₂ (lire chantier CCS : ~ 1 000 kWh/tCO₂, efficacité de captage à 90 % ; 8 tCO₂/tH₂ à capter pour un vaporeformeur), impliquant un rendement final d'environ 61 %.

ensuite utilisé pour produire de l'électricité [242]. Dans le cas où l'hydrogène est utilisé en combustion directe, il faut aussi prendre en compte le faible rendement du moteur thermique, typiquement 30 %. Pour comparaison, le rendement est de l'ordre de 90 % pour un moteur électrique. **L'électrification directe est donc préférable**, chaque fois qu'elle est possible.

Cependant **certains secteurs sont difficilement électrifiables** (aérien, maritime, chaleur moyenne et haute température) et les combustibles issus de la biomasse sont disponibles en quantité limitée²¹⁷. **L'H₂ doit être priorisé lorsque les alternatives sont limitées ou inexistantes**. Il peut être utilisé comme combustible à la place du gaz fossile dans certaines applications de production de chaleur : verres plats ou tuiles. Pour les mobilités longues distances, la combustion directe de l'hydrogène jouera vraisemblablement un faible rôle à 2050 – lire la partie sur l'avion à hydrogène dans le chantier aérien ; mais la mise à disposition d'H₂ pour ces secteurs peut permettre la production de carburants de synthèse ou « *e-fuels* » en le combinant à du CO₂ capté. Compte tenu de son faible rendement total, d'environ 30 %²¹⁸, **la production de ces e-fuels demandera toutefois d'importantes quantités d'électricité** : plus de 100 TWh pour l'aérien et près de 70 TWh pour le maritime au niveau français, dans un scénario de trafic tendanciel²¹⁹. Cela plaide pour un développement raisonné de ces e-fuels, articulé à une maîtrise de la demande. Lire la partie sur les carburants de synthèse dans le chantier aérien pour plus de détails.

Assurer le passage à l'échelle de la filière hydrogène

Développer l'appareil productif à la bonne taille et à temps

En France, à fin 2024, la puissance d'électrolyse installée était de 22 MW pour une quinzaine de projets d'une puissance de 0,5 à 5 MW [137], **bien loin de l'objectif de la stratégie nationale hydrogène de 4 500 MW en 2030**. En Europe, certaines unités atteignent une puissance de 20 MW.

Le nombre et la taille des électrolyseurs installés en France doivent croître rapidement pour atteindre une échelle industrielle, soit une puissance totale de plusieurs dizaines voire centaines de MW. Une aciérie produisant 2 Mt d'acier par an nécessiterait par exemple environ 108 000 tonnes d'H₂, soit environ 730 MW d'électrolyse²²⁰ fonctionnant 95 % de l'année.

La France dispose de leaders sur les technologies d'électrolyse, plusieurs projets d'usines d'électrolyseurs de grande puissance sont annoncés et, après environ 5 ans de projet, certaines sont prêtes à fonctionner pour répondre à la demande. Ces projets rencontrent cependant des difficultés économiques en l'absence de débouchés suffisants [251], du fait d'un retard sur le développement de la demande en H₂ [239]. **Le soutien à la demande, dans les usages pertinents, est donc prioritaire pour assurer la viabilité de la filière de construction d'électrolyseurs naissante en France**.

Les technologies d'électrolyse les plus matures reposent sur une disponibilité en matériaux critiques dont l'extraction et la production sont quasi-exclusivement réalisées hors Europe,

²¹⁷ Lire notre chantier Bioénergies.

²¹⁸ En ordre de grandeur, la production d'une tonne d'e-SAF requiert environ 25 à 40 MWh d'électricité, pour un contenu énergétique final d'environ 13 MWh/tonne d'e-SAF [416]. Le rendement actuel de la chaîne complète pourrait atteindre 45 % en 2035, voire 55 % en 2050 dans un scénario très optimiste [417].

²¹⁹ Source ADEME : <https://www.ademe.fr/wp-content/uploads/2024/12/CP-e-carburant.pdf>

²²⁰ A noter qu'on parle d'une puissance totale d'électrolyse mais il s'agira d'une mise en série de plusieurs électrolyseurs de quelques dizaines de MW. Par exemple, environ 24 électrolyseurs de 30 MW pour atteindre 730 MW.

avec une forte domination par la Chine²²¹. Il existe donc un fort enjeu de sécurisation de ces ressources et, à plus long terme, de réflexion sur le recyclage des électrolyseurs et la rétention de ces matières stratégiques. Au niveau local, l'implantation d'électrolyseurs requiert du foncier mais aussi de l'eau, une ressource qui peut faire défaut dans certains bassins hydrographiques en période de sécheresse, pouvant induire un arrêt partiel de l'électrolyseur [252]. Ainsi, pour permettre le déploiement à court terme des électrolyseurs de grande puissance, **il est nécessaire d'anticiper les zones acceptables d'implantation, notamment au regard des contraintes de foncier, d'eau et d'électricité.**

Permettre l'émergence d'un marché aval

L'absence d'un marché consommateur d'H₂ décarboné augmente l'incertitude sur chaque projet et freine la prise de décision finale d'investissement. **Structurer la demande pour permettre aux usages prioritaires de l'hydrogène - industrie, transports lourds - de passer à l'échelle est donc indispensable** pour assurer la viabilité de la filière de construction d'électrolyseurs naissante en France. Cela doit passer par des mécanismes permettant aux secteurs consommateurs d'H₂ bas carbone de se développer et se structurer : généralisation des produits décarbonés en aval (acier décarboné, engrais décarbonés etc.)²²², incitations à l'incorporation d'H₂ décarboné dans les procédés, accompagnement stratégique et économique des filières industrielles dans la structuration de débouchés viables et de long terme²²³. Un marché régulé pour les infrastructures de transport et le commerce d'H₂ [253] pourrait accélérer l'essor de la filière en apportant une transparence dans les prix et les échanges.

Séquencer le réseau d'hydrogène à l'échelle territoriale, nationale puis européenne

Le stockage et le transport d'H₂ constituent un surcoût énergétique et technique, se traduisant économiquement, pouvant pénaliser l'émergence des projets de production d'H₂ décarboné. Cette opération implique des délais de mise en œuvre additionnels dans des montages de projet déjà longs²²⁴ et renforce le risque de non-acceptabilité (questionnements sur les impacts humain et biodiversité locaux²²⁵).

A court terme et pour le passage à l'échelle industrielle, il est nécessaire de prioriser les projets de production à proximité des sites de consommation. Le marché de l'H₂

²²¹ La technologie alcaline fait appel à du nickel, largement extrait en Indonésie et raffiné en Chine. La technologie PEM nécessite du titane et des platinoïdes (platine, iridium), quasi-intégralement extrait et transformé en Afrique du Sud, et raffiné en Chine et Australie pour le titane. La technologie SOEC, moins mature et reposant largement sur de la chaleur, nécessite des terres rares comme l'yttrium, majoritairement extrait et raffiné en Chine, et le zirconium, essentiellement extrait en Australie et raffiné aux USA et en France [412] [417].

²²² De nombreux mécanismes différents sont mobilisables : reconnaissance valeur ajoutée des produits décarbonés par exemple (premium sur l'acier décarboné, ou autres), stimulation par les appels d'offre publics, réglementation poussant à l'incorporation de matières décarbonées etc.

²²³ Des enseignements sont à tirer de la situation de l'acier, notamment de la RE2020 pour son caractère incitatif à la décarbonation des secteurs aval ainsi que le CBAM pour la protection face aux importations concurrentielles. Un *dumping*, c'est-à-dire une concurrence déloyale à très bas prix, pourrait survenir d'autres pays producteurs d'H₂ ou de produits décarbonés concurrents (acier, ammoniac, voire leurs produits aval : voitures, équipements mécaniques, engrais...) et priver de débouchés la filière structurée en France si aucune planification ou points de repère stratégiques n'ont été mis en place pour assurer que la filière trouve des débouchés viables et consolidés.

²²⁴ Les durées classiques observées dans les calendriers publics de grands projets industriels sont de l'ordre de 6 à 8 ans : 1-2 ans de préprojet, 3 ans de procédures administratives et d'études d'ingénierie, 2 à 3 ans de travaux. Projets considérés : projet de restructuration du réseau électrique entre Chaingy et Dambron ; projets de CCS [GOCO₂, Rhône Décarbonation] ; projets d'acier décarboné [AMF Décarbonation, Four EAF à Fos-sur-Mer par ArcelorMittal Méditerranée, Gravithy, Marcegaglia Fos] ; projets d'hydrogène décarboné et e-fuels [Take Kair, eM-Rhône, e-CHO].

²²⁵ Les canalisations peuvent être amenées à travers des milieux naturels protégés tel que des zones Natura2000, des réserves biologiques ou encore des zones humides. Une partie des impacts possibles ont lieu lors des travaux et sont adressés dans les phases amont aux projets (concertations préalables et publiques, autorisations environnementales...).

décarboné et les infrastructures se développant, des usages en volumes plus modérés pourraient alors se développer à proximité des sites de production massive d'H₂ après 2035. L'H₂ pourrait être transporté sur de courtes distances par la route, via les réseaux existants²²⁶ ou bien des canalisations de gaz reconverties, et plus marginalement de nouveaux réseaux d'H₂, essentiellement de transport plutôt que de distribution. **A plus long terme, un réseau d'hydrogène national voire européen de grande capacité pourrait voir le jour pour valoriser les ressources énergétiques bas-carbone françaises.** L'interconnexion avec les sites de stockage souterrains de longue durée pourrait permettre de tirer profit de la flexibilité des électrolyseurs.

Des zones à fort potentiel de production d'électricité renouvelable telles que le Moyen-Orient, le Maghreb et l'Amérique latine pourraient également produire de l'H₂ décarboné, à faible coût, qu'elles pourraient alors l'exporter en France par canalisations ou bateaux, très probablement sous forme de dérivés plus facile à transporter (ammoniac, fer pré-réduit). Ce type d'importation d'H₂ implique un surcoût énergétique, de possibles impacts environnementaux²²⁷, ainsi qu'une dépendance à une infrastructure située loin du territoire et hors d'Europe. **Cette concurrence extra-européenne doit être anticipée, car dépendre d'importations massive d'H₂, même décarboné, comporterait de nombreux risques.**

Assurer la disponibilité des compétences humaines à court, moyen et long terme

En forte croissance et atteignant 6 300 emplois directs en 2023, **la filière devrait continuer à augmenter**²²⁸. Les disparités²²⁹ observées entre régions pourraient conduire à une inadéquation géographique entre l'offre et la demande et induire une compétition de recrutement. En régions transfrontalières, cette compétition croît mais doit devenir un atout en intégrant les compétences linguistiques dans les formations pour mutualiser les moyens humains avec les autres pays [254]. Cette tension est accrue par les besoins d'autres secteurs de la transition et du fait de métiers faisant appel à des compétences spécifiques à l'H₂ (production et opération d'électrolyseurs, sécurité et maintenance, nouveaux usages). En outre, l'accès aux rares sites de stockage souterrains potentiels ainsi qu'au CO₂ biogénique pour la production de *e-fuels* (combiné à l'H₂), pourrait polariser les dynamiques régionales : Fos, Vallée de la Chimie, Moselle-Rhin, Nord, Vallée de Seine, voire Saint-Nazaire et Béarn après 2040.

²²⁶ Il est à noter que plusieurs réseaux d'hydrogène gazeux existent dans le monde, notamment en France (303 km), en Belgique et en Allemagne pour connecter des sites de production et des sites de consommation. Ces réseaux pourraient être exploités en priorité ou constituer un facteur déterminant dans l'implantation de futur site de production ou de consommation. Répartition Géographique : ~1150 km aux USA et ~1600 km en Europe [423].

²²⁷ Dans le cas de nouvelles infrastructures de transport comme des canalisations, celles-ci auraient nécessairement un impact sur l'environnement dans lequel elles seraient placées en tant qu'artificialisation. En ce qui concerne le transport par bateau, son impact sur l'environnement est avéré, notamment par les émissions de particules fines et les perturbations des milieux marins [413]. L'importation d'H₂ (et ses dérivés) par voie maritime (bateaux, hydrogénoducs), peut présenter des impacts plus ou moins forts selon le mix électrique du pays de production de l'H₂ et de conversion en son dérivé, ainsi que selon la distance. De premières études [415], à approfondir, montre que des importations par hydrogénoduc depuis le Maroc ou bien sous forme liquide voire ammoniac dans le cas de pays lointains (Chili, Australie) est moins impactant. Les solutions par méthanol et méthane, tant liquide que gazeux, semble être les plus impactantes.

²²⁸ Avec une hausse de 77 % des offres emplois entre 2019 et 2022 [254], la filière représente 6 300 emplois directs en 2023 et potentiellement 66 600 en 2035 (directs et indirects) [408]. A noter que l'étude considère le développement de la mobilité routière. Ce besoin n'est pas considéré par The Shift Project et se trouve d'ailleurs progressivement délaissé par la filière elle-même, face à la solution d'électrification directe. Ces projections en matière d'emplois sont ainsi possiblement surévaluées.

²²⁹ Les régions IDF et AURA concentraient 50 % des offres d'emplois, essentiellement sur les postes d'ingénieurs [255]. A l'inverse, les régions déjà industrielles et portuaires concentrent des offres de techniciens (HDF, Centre-Val de Loire, Normandie) [254].

Les phases de développement de la filière induiront des phases de recrutement. À court terme, des profils ingénieurs et développeurs d'affaires sont requis mais sont peu disponibles avec ces qualifications [254]. Avant 2030, la mise en service des projets fera appel à des profils techniciens, pour lesquels les offres d'emplois restent limitées [255], par manque d'anticipation des entreprises. Des profils ouvriers seront requis [254] mais la précarité des contrats de travail est un frein à leur embauche. A terme, ces proportions devraient s'inverser avec 20 % de profils ingénieurs et 80 % de profils techniciens et ouvriers une fois la filière mature.

Une part de ces emplois existent dans d'autres industries où des passerelles sont à créer et des transferts de compétences sont réalisables²³⁰, en complément de formations indispensables dans ces délais. Or, **les entreprises du secteur déplorent un manque de visibilité des formations existantes et leur concentration géographique** (AURA, Grand Est) [254]. De plus, malgré des efforts gouvernementaux et des acteurs de la filière, **l'industrie pâtit encore d'une faible attractivité** [256].

Limitier le surcoût de l'hydrogène décarboné et le rendre acceptable

L'un des freins majeurs au développement d'un marché de l'H₂ par électrolyse dans le contexte actuel reste son coût de production, de 4 à plus de 7 €/kgH₂ en 2025²³¹, largement supérieur à celui de l'H₂ carboné : 1,6 à 2,1 €/kgH₂ [257].

Le principal coût de l'électrolyse réside dans celui de l'électricité, jusqu'à 85 % du coût total [257], dont les fluctuations sont rédhibitoires pour les investisseurs, pour qui **un prix stable et abordable**²³² **sur le long terme est nécessaire**. En parallèle, **les électrolyseurs pourraient jouer un rôle dans la flexibilité du réseau électrique** en ne produisant qu'aux heures les moins chères, permettant des coûts de production diminués, une optimisation des moyens de production d'électricité français [244] et de l'hydrogène décarboné plus compétitif sous certaines conditions²³³.

Les coûts d'investissement représentent 10 à 20 % du coût de production de l'hydrogène par électrolyse [257]. **Ils peuvent être réduits par effet d'échelle**, ce qui justifie l'amorce et la réalisation de grands projets à court terme, ainsi que les soutiens à la R&D pour des technologies plus efficaces, moins onéreuses et à plus longue durée de vie²³⁴. En ce qui concerne le vaporeformage du biométhane, un surcoût conséquent est également à prévoir compte tenu du prix prévisionnel du biométhane²³⁵. La Cour des Comptes estime qu'en 2050,

²³⁰ Des reconversions doivent être organisées, avec une transférabilité de compétence élevée depuis des secteurs comme le pétrole et le gaz, la chimie et pharmaceutique, les réseaux d'eau, la fabrication de produits informatiques, électroniques et optiques, l'automobile, l'électricité, la fabrication d'équipements et de machines [254].

²³¹ Pour un prix de l'électricité de 50 à 110 €/MWh et la prise en compte d'une compensation carbone (EU-ETS) à 80 €/tCO₂ (permettant une réduction de -1,1 €/kgH₂).

²³² De multiples dispositifs sont envisageables : PPA et contrat direct avec le fournisseur d'électricité, contrats pour différence, exonération d'accises, taux réduit sur le TURPE... liste non-exhaustive et non étudiée par The Shift Project. [257]

²³³ En 2025, NaTran, Storengy et RTE ont publié une première étude prospective pour la région AURA [244] dans laquelle la flexibilité d'électrolyseurs (fonctionnant 50 % du temps en moyenne, lorsque l'électricité est la moins chère) associée à un stockage souterrain (cavité saline en cours de développement pour 2032), permettrait des économies jusqu'à 0,9 €/kgH₂. Pour justifier un tel stockage, il est nécessaire de disposer d'un volume de production conséquent, potentiellement atteint en mutualisant plusieurs productions via un réseau donc à horizon 2035 et plus, et de besoin de stockage important (>20 tH₂/an). En comparaison, les autres solutions de stockage étudiées (batteries, stockage au sol), sont loin d'être rentables et mobilisent trop de foncier, sauf pour des besoins en H₂ flexibles et peu importants.

²³⁴ Le stack, cœur de l'électrolyseur, est à remplacer après environ 65 000 à 75 000 h soit environ 15 ans pour un fonctionnement à 55 % [243].

²³⁵ Le prix du gaz naturel est de l'ordre de 65 €/MWh PCS hors TVA pour les industriels en 2024 [409], celui du biométhane pourrait fluctuer entre 95 et 156 €/MWh PCS [410].

sous certaines conditions très optimistes et grâce à la flexibilité²³⁶, l'hydrogène électrolytique pourrait coûter 1,7 à 2,7 €/kgH₂. En 2025, l'ADEME [247] conclue également que l'H₂ décarboné par électrolyse est déjà plus rentable que par vaporeformage du gaz fossile avec CCS dans le raffinage, et pourrait le devenir dans la prochaine décennie pour l'ammoniac, avec un coût de production se stabilisant entre 3,4 et 5,6 €/kgH₂, selon le prix de l'électricité et sans flexibilité. En parallèle, le coût de production à partir de gaz fossile devrait augmenter dans le cas de l'augmentation du prix du CO₂ et la suppression d'aide sur le gaz (TICGN).

Par ailleurs, **les pouvoirs publics jouent un rôle majeur dans le dérisquage nécessaire au lancement des premiers projets à grand échelle**, notamment en ce qui concerne le coût des quotas d'émissions²³⁷ de CO₂, pour lequel une garantie de prix croissant et élevé sur le long terme est attendue. **L'allocation des fonds publics doit être correctement ciblée** vers un nombre restreint de projets, cohérents avec la stratégie nationale H₂, priorisée vers les usages pertinents (acier, ammoniac) pour en maximiser le taux de succès et permettre au plus vite à la filière de s'industrialiser à l'échelle nécessaire.

Conclusion

Il est donc possible de déployer une production d'hydrogène bas-carbone à l'échelle industrielle. Pour ce faire, la solution la plus prometteuse est l'électrolyse de l'eau. Elle est toutefois **gourmande en électricité**, et nécessitera donc des arbitrages en faveur des **usages prioritaires** – acier, engrais, e-fuels – pour lesquels il faudra par ailleurs orchestrer une **maîtrise des volumes**. Le déploiement à l'échelle de cette filière passe par la structuration de **l'appareil productif**, la réalisation des **recrutements adéquats**, la **sécurisation des débouchés** aval ou encore la **maîtrise du surcoût** associé. Compte tenu de la **durée** de ces projets industriels d'ampleur, un **déblocage rapide** de la situation est nécessaire en vue d'une entrée en service des premiers projets à l'horizon 2030-2035.

Contact

Rémi Calvet

Ingénieur de projet Industrie

remi.calvet@theshiftproject.org

Eric Bergé

Chef de projet Industrie

eric.berge@theshiftproject.org

Maxime Efoui-Hess

Coordinateur Industrie et Numérique

maxime.efoui@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication

et affaires publiques

Transition Robuste

heloise.lesimple@theshiftproject.org

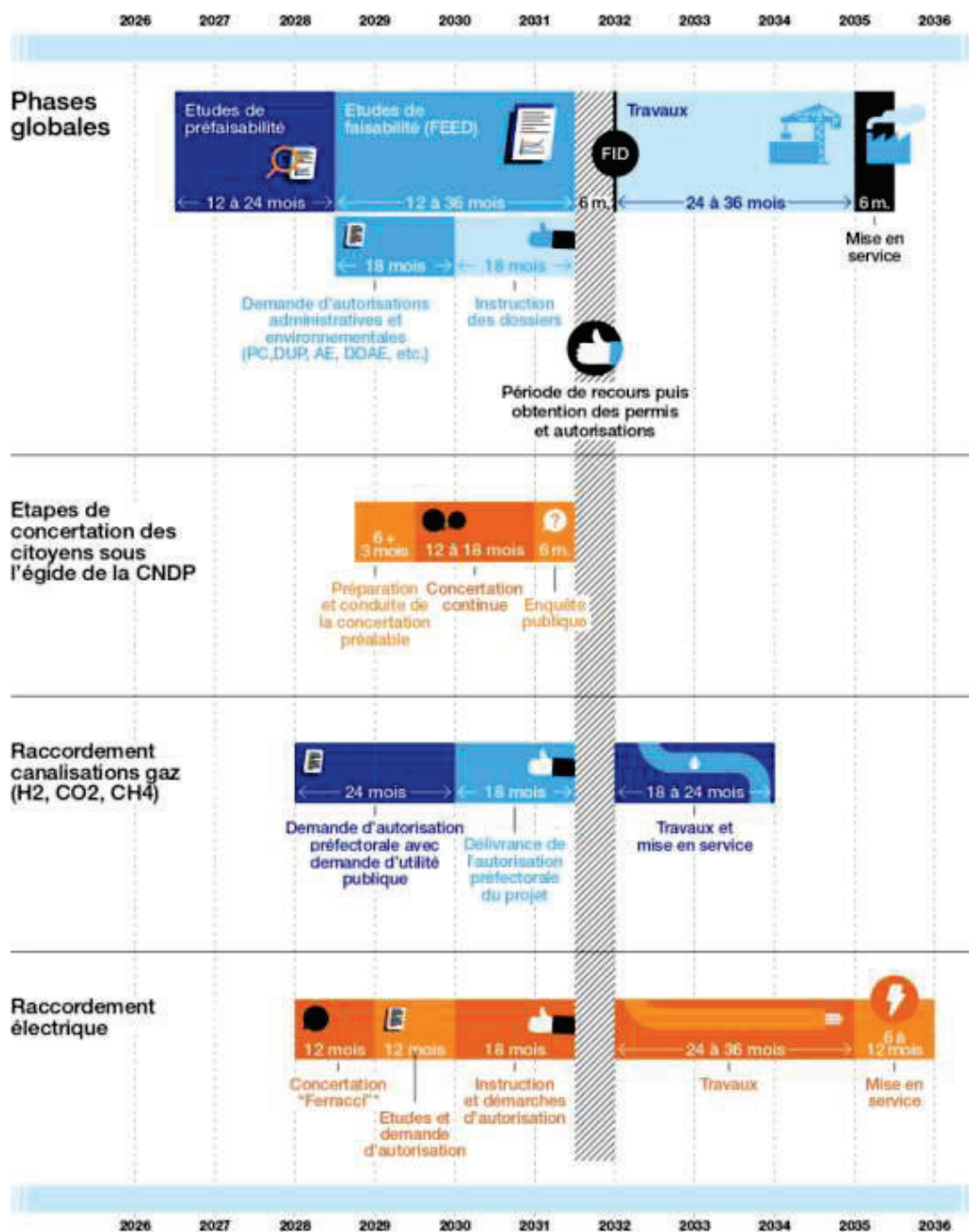
www.theshiftproject.org

²³⁶ Production des électrolyseurs 50 % du temps où le prix de l'électricité est le plus faible avec un prix moyen de 50 €/MWh, EU-ETS à 150 €/tCO₂. Dans un usage « en bande » de l'électrolyseur, soit à 90 % du temps, le prix serait de 2,3 à 3,3 €/kgH₂. Augmenter le prix de l'électricité de 25 €/MWh impliquerait une augmentation d'environ 1€/kgH₂.

²³⁷ Système d'échange de quotas d'émissions européens (SEQE/EU-ETS) fixant un prix des tCO₂e émises au-delà d'un seuil diminuant dans le temps pour inciter, cadrer et accompagner la décarbonation.

Calendrier-type d'un Grand Projet Industriel

D'après les projets et sources suivants : projet de restructuration du réseau électrique entre Chaingy et Damborn ; projets de CCS [GOCO2, Rhône Décarbonation] ; projets d'acier décarboné [AMF Décarbonation, Four EAF à Fos-sur-Mer par ArcelorMittal Méditerranée, GraviHy, Marcegaglia Fos] ; projets d'hydrogène décarboné et e-fuels [Take Kair, eM-Rhône, e-CHO].



PC: Permis de Construire — EUP: Déclaration d'Utilité Publique — AE: Autorisation d'Exploiter — DDAE: Dossier de Demande d'Autorisation Environnementale
FID: Décision Finale d'Investissement. Lorsque les études et autorisations sont obtenues, une FID est prise par chaque maître d'ouvrage pour débloquer les fonds nécessaires à l'engagement de la phase de construction.

"Circulaire Ferracci": circulaire du 21 mars 2025 relative au développement des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité

Figure 7 : Calendrier-type d'un Grand Projet Industriel