



France Hydrogène est une association loi 1901 qui fédère près de **400 acteurs de l'hydrogène en France** : grandes entreprises, PME-ETI, laboratoires de recherche, pôles de compétitivité et collectivités territoriales. Avec pour ambition de permettre le déploiement de l'hydrogène au bénéfice de la transition énergétique et de la réindustrialisation, France Hydrogène mène les missions suivantes : **fédérer les acteurs** de la filière sur toute la chaîne de valeur et permettre le déploiement de projets sur tout le territoire ; **communiquer** sur les enjeux de la filière et le rôle de l'hydrogène pour la transition énergétique ; **faire évoluer** le cadre législatif et réglementaire ; **faciliter** la concertation sociétale autour des objectifs nationaux et des initiatives locales. France Hydrogène est par ailleurs membre du Conseil national de l'hydrogène, instance de pilotage entre l'Etat et les filières industrielles de la mise en œuvre de la Stratégie nationale hydrogène.

CAHIER D'ACTEUR FRANCE HYDROGENE

CAHIER D'ACTEUR
N°19 fév. 2022

Le cahier d'acteur de France Hydrogène s'inscrit dans plusieurs thèmes de la concertation volontaire : le thème 2 « Quelles conditions pour une véritable culture du bas-carbone ? », le thème 3 « Souveraineté économique et échanges internationaux dans la transition : quel équilibre ? », le thème 8 « Comment baisser les émissions du transport ? », et le thème 12 « Comment organiser la fin des énergies fossiles à l'horizon 2050 ? ».

ADAPTER LA STRATEGIE ENERGIE-CLIMAT A L'HYDROGENE DECARONE

Compte tenu du nouvel élan gouvernemental impulsé par la **Stratégie nationale hydrogène de septembre 2020**, l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone est amené à jouer un rôle croissant dans le système énergétique français par rapport aux anticipations prévues dans la PPE 2019-2028. En complément de l'électricité, qui pourrait atteindre une part de 40 à 60 % de la consommation finale d'énergie en 2050, l'hydrogène décarboné peut **servir de levier pour mettre fin aux énergies fossiles et décarboner des secteurs de l'économie difficilement électrifiables**.

Avec la loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, l'Etat s'est fixé l'objectif de « **développer l'hydrogène renouvelable et bas carbone et ses usages industriels, énergétiques, et pour la mobilité avec la perspective d'atteindre 20 à 40% des consommations totales d'hydrogène et d'hydrogène industriel à 2030** ». Cet objectif a été complété par les **3 grands axes de la Stratégie nationale hydrogène**, poursuivant des objectifs de décarbonation, de réindustrialisation, de souveraineté énergétique et technologique :

- **Décarboner l'industrie** en développant une filière française compétitive de l'électrolyse, autour de l'objectif phare de **6,5 GW de capacité installée d'électrolyse en 2030** ;
- **Développer une mobilité professionnelle propre** (lourde et usages intensifs) à l'hydrogène décarboné ;
- **Maintenir un haut niveau d'excellence en R&D&I**.

DECARBONER L'INDUSTRIE ET LA MOBILITE LOURDE

La réalisation des objectifs de la Stratégie nationale hydrogène implique **la production d'environ 680 000 tonnes d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone à horizon 2030**. Pour France Hydrogène, l'offre en hydrogène renouvelable ou bas-carbone pourrait servir à alimenter à cette échéance (scénario Ambition 2030) :

- **Des usages industriels, à hauteur de 475 000 tonnes/an (70 % de la demande)**, pour remplacer l'hydrogène carboné aujourd'hui utilisé à hauteur de 700 000 tonnes (environ 10 MtCO₂) dans **les raffineries, la chimie, la production d'engrais (ammoniac)**, mais aussi pour alimenter de nouveaux usages dans **la sidérurgie** (réduction directe du minerai de fer en remplacement du charbon) responsable de 4 % des émissions de CO₂ du pays, relocaliser une partie de **la production de méthanol** (pour des usages traditionnels mais aussi en tant qu'additif dans le transport) et la **localisation d'une filière de production de carburants de synthèse** (e-kérosène pour l'aviation notamment).
- **Des usages pour la mobilité zéro émission, à hauteur de 160 000 tonnes/an (23,5 % de la demande)**, soit des quantités suffisantes pour alimenter 300 000 **véhicules légers** (VUL, taxis et véhicules d'intervention), 5 000 **poids lourds** (bus, autocars, camions, bennes à ordures ménagères), 65 **bateaux et navires**, et 100 **trains**. Les segments des VUL, bus et trains apparaissent aujourd'hui prêts au déploiement commercial.
- **Des usages énergétiques à hauteur de 45 000 tonnes/an (6,5 % de la demande)**, pour servir des projets d'**équilibre du réseau électrique** (stockage et déstockage de l'électricité). Si les besoins de flexibilité du

réseau électrique français n'émergeront pas avant l'horizon de 2035 selon RTE, des besoins localisés sont identifiés à court terme, en particulier dans **les zones non-interconnectées au réseau métropolitain** (projet de centrale électrique de l'ouest guyanais), mais aussi pour **des sites isolés, de l'évènementiel, ou des centres de données**, où des groupes électro-hydrogène peuvent venir se substituer aux groupes électrogènes au diesel.

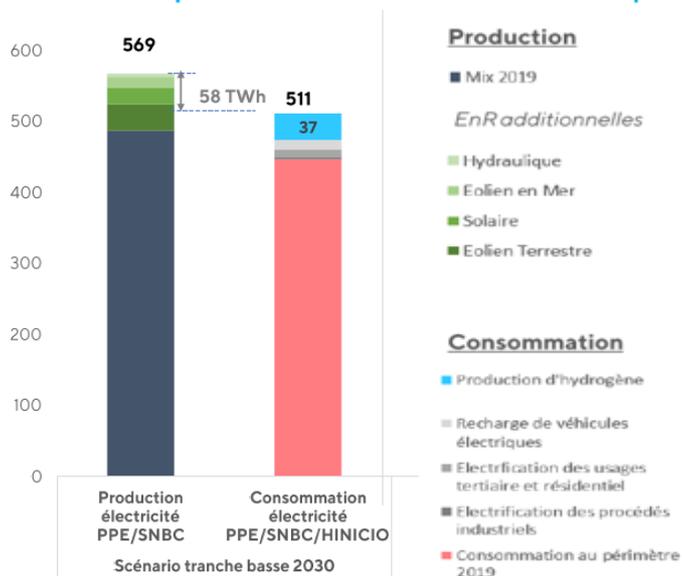
SECURISER L'APPROVISIONNEMENT EN ELECTRICITE POUR L'HYDROGENE

Le système énergétique français a la capacité d'absorber une production domestique d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone produit par électrolyse de l'eau. Grâce à un mix diversifié combinant énergies renouvelables dont l'hydraulique, et énergie nucléaire, le système électrique français est capable de fournir une électricité abondante, décarbonée et relativement bon marché pour répondre à la demande d'électricité supplémentaire générée par les besoins en hydrogène décarboné. Dans le raffinage, la production d'engrais ou la sidérurgie en particulier, ces besoins supposent des consommations très significatives d'électricité décarbonée, non intermittente et non effaçable.

37 TWh annuels d'électricité seront nécessaires pour alimenter les électrolyseurs à horizon 2030 selon notre scénario Ambition 2030. La production nationale d'électricité prévue dans le bilan prévisionnel de RTE reste suffisante pour accueillir une demande supplémentaire générée pour l'électrolyse. L'équilibre en puissance de pointe du système électrique restera assuré, puisque le fonctionnement d'un électrolyseur peut s'effacer durant les heures les plus chargées. La production

d'hydrogène bas-carbone à partir d'électrolyseurs alimentés par le réseau électrique satisfait par ailleurs plus de 95 % du temps le seuil d'émission de GES de **3,0 kgCO_{2,eq}/kgH₂** issu de la taxonomie européenne des investissements durablesⁱⁱ.

Bilan national 2030 de la production et la consommation électrique



Source: Bilan Prévisionnel RTE 2030 et adaptation par Hinicio

La législation sur l'hydrogène proposée au niveau européen met cependant aujourd'hui l'accent sur la consommation d'hydrogène renouvelable. L'Union européenne propose **la création en 2030 d'un quota de 50 % d'hydrogène renouvelable dans la consommation totale d'hydrogène dans l'industrie** (hors raffinage de produits pétroliers) au niveau national, qui pourrait représenter en France un ordre de grandeur de 220 000 tonnes d'hydrogène renouvelable. **Dans les transports, une cible de 2,6 % d'hydrogène renouvelable et de carburants de synthèse renouvelables** est proposée à l'échelle de l'Union.

Pour produire ces volumes cibles, **le rythme actuel de déploiement des énergies renouvelables devra être accéléré. Environ 2 à 2,9 GW/an d'énergies renouvelables additionnelles** seraient ainsi nécessaires en France pour couvrir ces nouveaux besoins en hydrogène renouvelable d'ici 2030. A cette fin, toutes les EnR devront être mobilisées et déployées sur le territoire, en particulier les centrales photovoltaïques au sol, les éoliennes terrestres, les éoliennes en mer, et les barrages hydroélectriques.

ADAPTER LES SCHEMAS D'ALIMENTATION DES ELECTROLYSEURS

Compte tenu des avantages comparatifs du système énergétique français, **trois configurations possibles pour le fonctionnement des électrolyseurs** devraient être autorisées et facilitées :

- **la connexion directe des électrolyseurs à des installations de production d'électricité renouvelable**, pour une production d'hydrogène renouvelable physiquement traçable ;
- **le raccordement au réseau pour un fonctionnement en base de l'électrolyseur**. Dans ce cas l'installation assurerait essentiellement une production d'hydrogène bas-carbone, mais aussi d'hydrogène renouvelable à due proportion de l'électricité renouvelable constituant le mix électrique considéré (méthode art. 27 (3) de RED II). Le raccordement au réseau de transport d'électricité de grands électrolyseurs peut par ailleurs permettre de bénéficier de réductions de TURPE, sous certaines conditions (consommation de plus de 10 GWh/an d'électricité, 7 000 heures de fonctionnement).
- **le raccordement au réseau avec des contrats d'achat de long terme auprès de fournisseurs d'énergie électrique renouvelable corrélé à des garanties d'origine** pour éviter toute possibilité de double comptage et garantir le caractère renouvelable ou bas-carbone de l'électricité. Les parts renouvelables et bas-carbone de l'hydrogène seraient proportionnelles aux types d'électricité consommés pour la production d'hydrogène décarboné.

AMELIORER LA COMPETITIVITE DE L'HYDROGENE DECARBONE

Le coût de l'électricité représente la part principale des coûts de production de l'hydrogène par électrolyse, jusqu'à 70 % de ses coûts, et dépend de la source d'électricité utilisée. Les coûts de fourniture de l'électricité du réseau se

répartissent entre 1/3 de coûts de fourniture, 1/3 de tarifs d'accès au réseau, et 1/3 de taxes (TICFE, CTA, TVA), les électrolyseurs étant exemptés de TICFE. **La maîtrise du coût de l'électricité est donc un paramètre déterminant pour la compétitivité de l'hydrogène décarboné.** Pour être compétitif et atteindre une cible de coût de l'hydrogène décarboné en deçà de 2 €/kg, **une cible de prix de l'électricité à 30 €/MWh doit être à terme atteinte.**

Compte tenu de l'incertitude de l'évolution du prix de l'électricité à moyen et long terme, des leviers doivent être activés pour maîtriser la volatilité des prix de l'électricité. **Le recours à des contrats d'achat d'électricité de long terme**, soit d'électricité renouvelable (Power Purchase Agreements), soit d'électricité bas-carbone (modèle Exeltium), permet d'apporter une visibilité et une stabilité de long terme aux producteurs d'hydrogène. **Des modèles innovants de financements** pourraient également être explorés, du côté du modèle finlandais de Mankala (coopérative de gros consommateurs d'électricité investissant dans des centrales nucléaires ou hydrauliques) ou de prises de participation dans des centrales d'EnR sorties des tarifs de rachat.

Ouvert à la production d'hydrogène depuis le 1er janvier 2022, le mécanisme de **compensation des coûts indirects du carbone** permettrait d'amortir l'effet d'une hausse du prix du CO2 de l'ETS sur le prix de l'électricité. Cette aide constitue un autre levier de compétitivité pour l'hydrogène produit par électrolyse du réseau, le montant de l'aide pouvant se chiffrer en plusieurs dizaines d'euros du MWh compte tenu de l'évolution récente du prix de la tonne de CO2 sur l'ETS.

DIVERSIFIER LES VOIES DE PRODUCTION DE L'HYDROGENE DECARBONE

Un paramètre majeur de la Stratégie nationale hydrogène reposera sur la disponibilité en électricité. Pour alléger cette dépendance, **d'autres voies de production de l'hydrogène décarboné sont mobilisables** et peuvent offrir des rendements améliorés, réduire rapidement les émissions de GES, diversifier l'approvisionnement en hydrogène décarboné et relever d'une importance stratégique pour certains territoires.

Les unités existantes de vaporeformage peuvent obtenir rapidement des gains en termes d'émission grâce aux **techniques de captage, séquestration ou utilisation du carbone (CCUS)**. Le CCS peut réduire les émissions de CO2 de ces installations jusqu'à – 56 % avec une seule captation du flux de CO2 issu du procédé de reformage, et jusqu'à – 90 % avec un captage de CO2 sur le procédé entier de vaporeformage. Le déploiement du CCS dans les installations existantes peut constituer **une option à court et moyen terme pour les productions d'hydrogène alimentant les sites industriels en zones portuaires comme à Dunkerque ou au Havre**, pour lesquels le CO2 capté pourrait être exporté et stocké en mer du Nord sans qu'il soit besoin de développer une infrastructure logistique conséquente ni de procéder à un stockage du carbone en France.

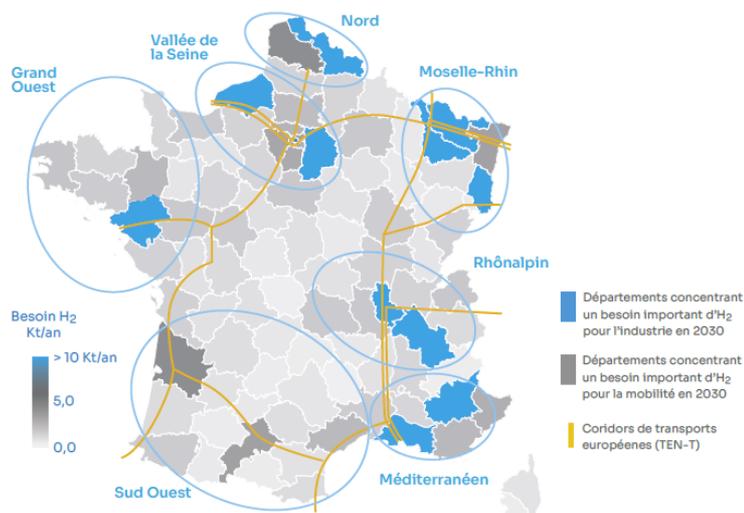
La production d'hydrogène à partir de biomasse est également une voie mature à disposition. De premières unités de production par pyrogazéification et thermolyse de la biomasse agricole et forestière (lisier, effluents, fumier, substrats agricoles, rémanent sylvicoles) se déploient dans le Grand Est et permettent de produire un hydrogène renouvelable à un cout inférieur à 5 €/kg, et avec un rendement de 70 %.

PREPARER LE DEPLOIEMENT D'INFRASTRUCTURES D'HYDROGENE

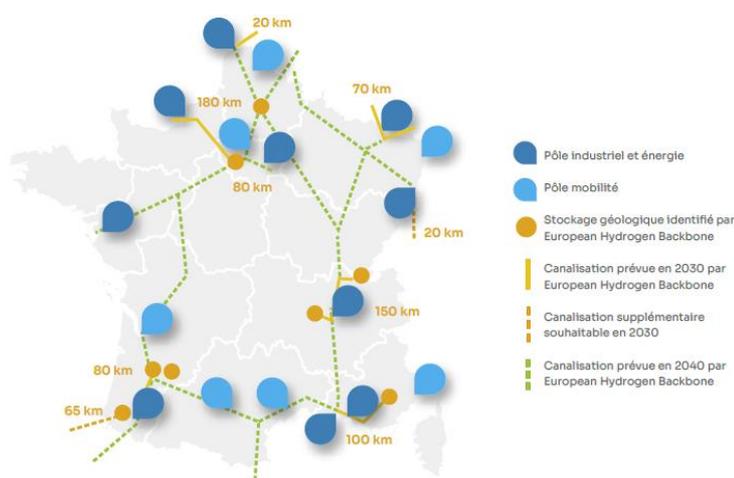
Le déploiement de la filière hydrogène passera par **différentes étapes de développement**. Dans un premier stade **à horizon 5 ans**, l'enjeu sera de **favoriser la création de hubs territoriaux d'hydrogène, multi-usages** (industrie et mobilités), au cœur des zones industrielles et portuaires et à proximité des grands axes européens de transport lourd. Selon la vision de France Hydrogène, les écosystèmes territoriaux hydrogène émergeront dans un premier temps autour de **sept bassins géographiques** (ou « vallées hydrogène »), principalement autour de grands pôles industriels, portuaires, aéroportuaires et logistiques . **En 2030, 85 % de la demande d'hydrogène décarboné se concentrerait au sein de ces sept bassins.** Une centralisation des moyens de production d'hydrogène décarboné au niveau de ces bassins permettrait de réduire les coûts grâce aux effets

d'échelle et à la mutualisation de la demande.

Concentration de la demande projetée d'hydrogène dans sept bassins en 2030



Réseau projeté de canalisation de transport d'H₂ en 2030



Des moyens de conditionnement et logistiques et des canalisations seront nécessaires pour relier ces productions centralisées ou semi-centralisées aux usages diffus. **De premières infrastructures d'hydrogène (canalisations, stockage) au sein de ces hubs** devraient émerger, à l'instar des 303 km de canalisations d'hydrogène déjà en opération dans le nord et l'est du pays. **Dans un second temps, à horizon 2030**, des besoins en infrastructures de transport d'hydrogène reliant les hubs industriels entre eux feront jour pour répondre aux besoins croissants des consommateurs finaux et assurer une sécurité d'approvisionnement. **La chaîne d'approvisionnement de l'hydrogène aura donc besoin d'être préparée et dimensionnée en amont, dès le prochain quinquennat.**

Reliant les bassins entre eux, **un premier réseau de 685 km de canalisations dédiées à l'hydrogène, associées à près de 20 000 tonnes de capacités de stockage souterrain d'hydrogène** (cavités salines, nappes aquifères, champs de gaz déplétés), pourraient être nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement des principaux pôles industriels et énergétiques. Il fournira un premier maillage de réseau hydrogène en France, qui s'inscrira ultérieurement dans un réseau européen d'hydrogène plus large (« European Hydrogen Backbone »ⁱⁱⁱ) à horizon 2040, reliant la péninsule ibérique et le bassin méditerranéen au nord de l'Europe. Les deux tiers de ce réseau pourront être **obtenus à moindres coûts grâce à une reconversion des infrastructures gazières existantes**, dont le dimensionnement pourrait être amené à décroître avec une réduction de la consommation de gaz naturel. Le reste nécessitera **la réalisation de nouvelles canalisations dédiées**. Le coût de transport de l'hydrogène par canalisation serait limité et optimal, de l'ordre de 0,11€/kg/1000 km (canalisations reconverties) et 0,2€/kg/1000 km (canalisations neuves). Concernant le coût de ce stockage souterrain sous forme gazeuse, il se situerait entre 0,2 et 0,6 €/kg.

PRIVILEGIER LA PRODUCTION DOMESTIQUE AUX IMPORTATIONS

Le système énergétique français offre la possibilité de **disposer d'hydrogène décarboné en quantités suffisantes sans dépendre trop fortement des importations**, contrairement à d'autres pays de l'Union dont les stratégies d'approvisionnement en hydrogène décarboné reposent sur des importations importantes des pays tiers. Un programme de relance du nucléaire en France pourrait se lier à une politique de production domestique d'hydrogène décarboné. Sous couvert de sa disponibilité (rénovation et allongement de la durée de vie des centrales), l'augmentation du taux d'utilisation du parc nucléaire français d'une moyenne de 70 % ces dernières années à 80 % d'ici 2030 pourrait fournir l'électricité supplémentaire nécessaire pour faire fonctionner la totalité de la

capacité d'électrolyse de 6,5 GW visée par le pays d'ici à 2030, avec un facteur de charge des électrolyseurs supérieur à 80 %, soit une production d'un million de tonnes d'hydrogène décarboné. Ce choix permettrait d'assurer **une autosuffisance en hydrogène décarboné à condition de garantir sa compétitivité**^{iv}, et de faire émerger une filière française qui serait une opportunité pour créer des emplois locaux.

Ce choix apparaît à court et moyen terme stratégique compte tenu de la faible intensité des échanges internationaux d'hydrogène. Il pourrait cependant être remis en cause à plus long terme par la concurrence d'hydrogène renouvelable compétitif produit dans des régions fortement dotées en énergies renouvelables (sud de l'Europe, Maghreb, Moyen-Orient, Afrique subsaharienne), sous réserve de l'émergence d'un réseau de pipelines et de chaînes d'approvisionnement maritime en hydrogène, aujourd'hui encore indisponibles et dont le déploiement d'envergure ne peut être envisagé avant 2030-2035.

ADAPTER LES AIDES A LA MOBILITE ET AUX STATIONS HYDROGENE

Dans l'actuelle PPE, l'Etat s'est donné **des objectifs de déploiement** :

- 100 stations d'hydrogène en 2023, et 400 à 1000 stations d'ici 2028 ;
- 200 véhicules lourds (poids lourds, bus, autocars, bennes à ordures ménagères, trains, navires) d'ici 2023, et 2 000 à 5 000 d'ici 2028 ;
- 2 000 voitures ou véhicules utilitaires légers, et 20 000 à 50 000 d'ici 2028.

Pour atteindre ces objectifs, un cap doit être franchi rapidement en termes de déploiement des véhicules, d'où **un accent fort et ponctuel à placer sur les aides à l'acquisition des véhicules à hydrogène**. Une politique ambitieuse permettrait d'accompagner rapidement l'industrialisation des

chaînes de production et générer une baisse rapide des coûts, aujourd'hui encore supérieurs de facteurs 3 à 6 selon les segments de véhicules.

Des niveaux de subventions temporaires allant jusqu'à 80 % du différentiel de coûts entre un véhicule électrique, hydrogène ou hybride et un équivalent thermique de référence (diesel Euro 6), dans la limite de plafonds conséquents, constitueraient un soutien efficace à la demande.

La France pourrait appliquer un tel régime d'aide, compatible avec les règles européennes de la concurrence, pour **soutenir très fortement et pour une période limitée dans le temps les segments les plus matures de la mobilité hydrogène**, afin de stimuler les commandes auprès des constructeurs français et les économies d'échelle : les VUL, les bus, leetrofit d'autocars, les bennes à ordures ménagères.

ⁱ France Hydrogène, *Trajectoire pour une grande ambition hydrogène*, septembre 2021

ⁱⁱ RTE, *Futurs énergétiques 2050. Chapitre 9 : le rôle de l'hydrogène et des couplages*, novembre 2021

ⁱⁱⁱ Gas for Climate, *Extending the European Hydrogen Backbone*, avril 2021

^{iv} World Energy Council, *Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities*, octobre 2021