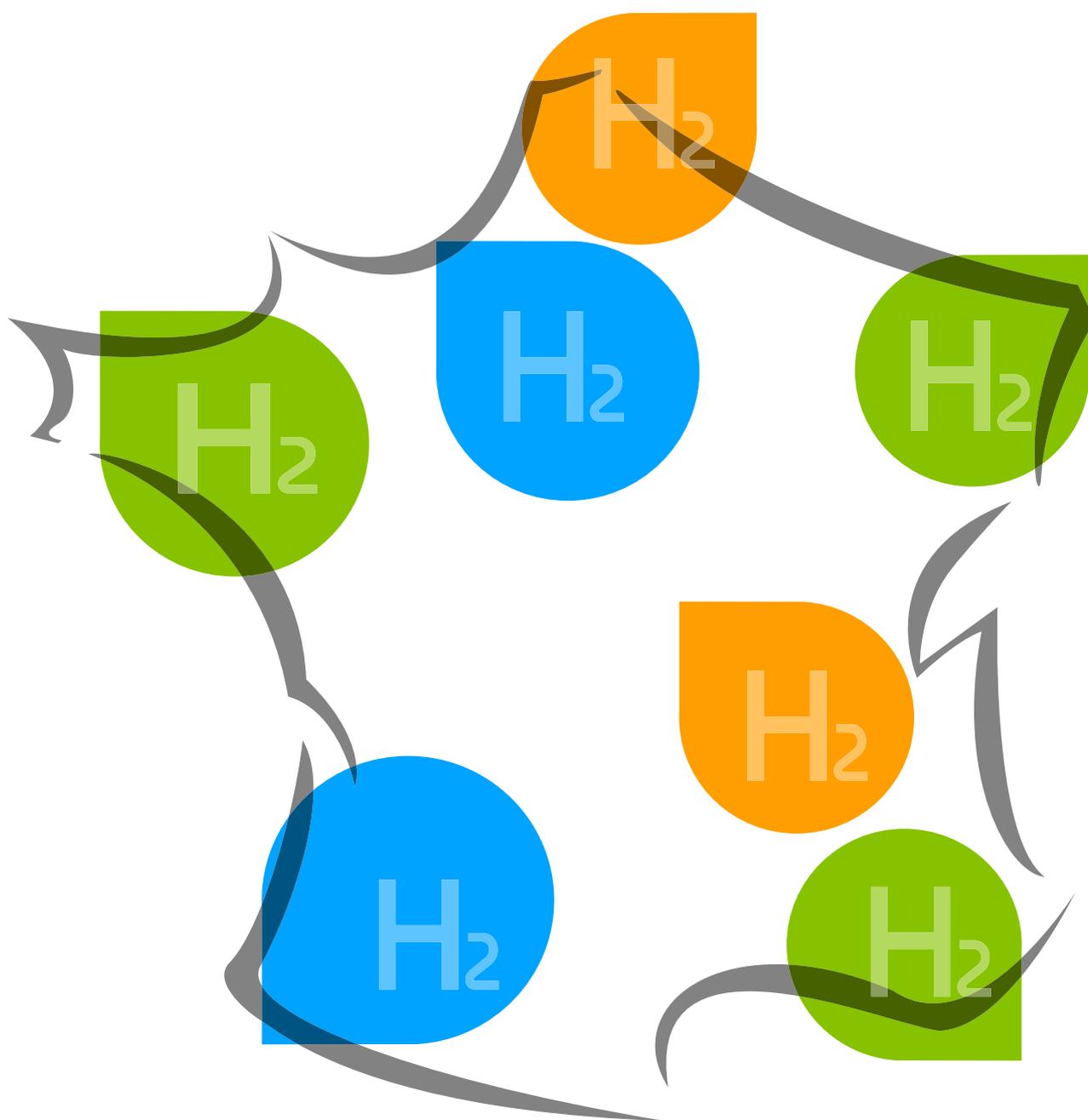


Trajectoire pour une grande ambition Hydrogène



Contribution de la filière
au déploiement à 2030

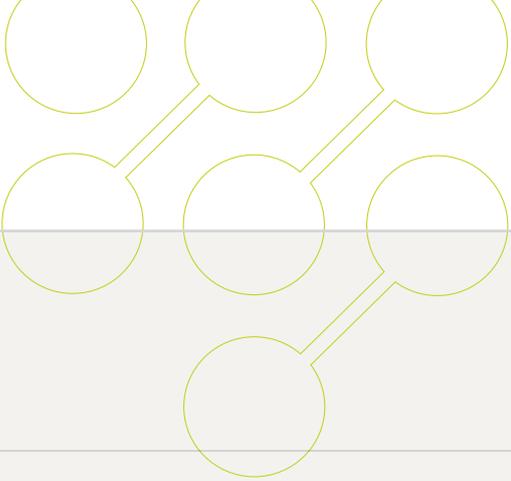


Table des matières

Contexte	3
1- Deux scénarios pour deux ambitions	4
2- Sept grands bassins de déploiement pour réduire les coûts	9
3- Assurer la demande en énergie primaire	13
4- Préciser et adapter le cadre réglementaire	17
5- Financer la chaîne d’approvisionnement	19
6- Développer l’hydrogène : une opportunité pour réindustrialiser le territoire national	21
7- Vers un marché européen de l’hydrogène	26
8- Réaliser les ambitions de déploiement : recommandations	29
Annexes 1, 2 & 3	31

Note méthodologique

Ce document présente les résultats d’une étude réalisée par le cabinet Hincio pour France Hydrogène avec la participation du Comité Stratégique de Filière Automobile et du Comité Stratégique de Filière Nouveaux Systèmes Energétiques. Ce document représente, par construction, une vision simplifiée de la réalité du marché et de la multiplicité des besoins clients et configurations d’approvisionnement potentielles. Cette étude repose en effet sur une analyse sectorielle et géographique de la demande d’hydrogène et sur un dimensionnement “macro” de la chaîne d’approvisionnement requérant l’usage de diverses hypothèses simplificatrices (cas d’usages typiques, moyennages, etc.).

*Pour chaque segment de marché industrie et mobilité, les extrapolations de volume de marché à 2030 sont basées sur **3 hypothèses-clés** :*

1/ la taille de la 1^{ère} unité commerciale,

2/ la date de sa mise en service,

3/ un taux de croissance défini par rapport à des conditions de marché prévues et potentielles.

Pour le segment de marché énergie, une compilation des projets de ré-électrification en cours de montage a été retenue dans les deux scénarios considérés.

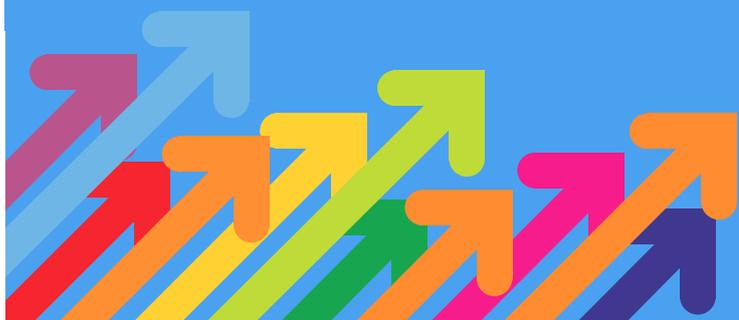
Contexte

Une dynamique sans précédent de développement de l'hydrogène est engagée aux niveaux européen et international. Dans un contexte de lutte contre le réchauffement climatique et de relance économique post pandémie, la France s'est positionnée en 2020 à la hauteur des enjeux avec une Stratégie nationale hydrogène la plaçant dans le peloton de tête des pays les plus avancés en Europe et dans le monde.

Dôtée d'un soutien public de 7,2 milliards d'euros (Md€) sur 10 ans, cette stratégie vise à déployer 6,5 GW d'électrolyse à l'horizon 2030 et éviter ainsi l'émission de 6 millions de tonnes (Mt) de CO₂ par an. Les axes privilégiés pour le déploiement de la Stratégie sont les suivants :

- décarboner l'industrie en faisant émerger une filière française compétitive de l'électrolyse,
- développer une mobilité professionnelle, lourde ou intensive, à l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone,
- soutenir la recherche, l'innovation et le développement de compétences afin de favoriser les usages de demain.

France Hydrogène, qui fédère l'ensemble des acteurs de la filière en France, a souhaité apporter sa contribution pour la réalisation et le succès de cette Stratégie, au travers d'une trajectoire donnant des objectifs de déploiement chiffrés à l'horizon 2030 et une répartition géographique sur le territoire national.



1 Deux scénarios pour deux ambitions

La filière française réaffirme ses ambitions de 680 000 tonnes (680 kt) de consommation annuelle d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone à l'horizon 2030 : Scénario « Ambition 2030 »

La dynamique autour de la filière hydrogène motivée par les stratégies nationale et européenne, et les puissants inducteurs réglementaires mis en place ou à venir (RED2, RED3, mécanisme d'ajustement carbone aux frontières, zones à faibles émissions, etc.) conduit les acteurs de la filière française à confirmer le niveau d'ambition fixé l'an dernier à 680 000 tonnes d'hydrogène bas-carbone ou renouvelable consommées par an d'ici 2030 (notre scénario « Ambition 2030 »).

Les volumes de ce scénario « Ambition 2030 » se répartissent de la manière suivante :

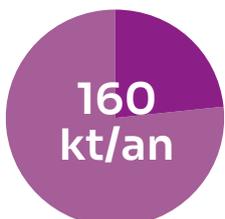
680 kt dont :



69,9%

(70%) pour le secteur industriel, à la fois pour :

- Substituer l'H₂ issu de gaz naturel utilisé dans l'industrie du raffinage, la chimie (ammoniac) et les industries diffuses.
- Alimenter de nouveaux usages via la décarbonation de l'industrie sidérurgique et de la chimie lourde, la relocalisation de la production du méthanol en France (pour ses usages traditionnels mais aussi en tant qu'additif dans le transport) et la mise en place d'une filière de production de carburants de synthèse (ammoniac, e-kérosène,...).



23,5%

(23%) pour le secteur de la mobilité, soit l'équivalent de :

300 000
véhicules légers



5 000
poids lourds



65 bateaux
et navires



100
trains



6,6%

(7%) pour le secteur de l'énergie (réseaux, stockage, ré-électrification, etc.)

Cet objectif pourrait être rehaussé de 60% en cas d'évolution réglementaire favorable : Scénario « Ambition+ 2030 »

Un renforcement des politiques climatiques aux niveaux français et européen pourrait fortement élargir le marché adressé en 2030, rehaussant l'ambition de développement de l'hydrogène. Ce coup d'accélérateur peut résulter de la mise en œuvre du Paquet européen « Fit for 55 » et des mesures de soutien à l'offre et à la demande d'hydrogène que l'Union européenne entend mettre en place. Outre des objectifs rehaussés d'énergie renouvelable, l'instauration de quotas contraignants d'hydrogène renouvelable dans l'industrie à hauteur de 50 % de sa consommation d'hydrogène d'ici 2030 serait un élément important de stimulation de sa production et de baisse de coûts. La réforme du marché du carbone européen EU-ETS, notamment l'intégration du transport routier, du transport maritime et du bâtiment, devrait générer une hausse du prix de la tonne de carbone et aider à la compétitivité de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone vis-à-vis de l'hydrogène fossile : un prix à 100€/tCO₂ contribue à augmenter d'environ 1€/kg le coût de ce dernier.

Les contraintes imposées aux constructeurs automobiles de réduction des émissions de CO₂ des nouveaux véhicules utilitaires - jusqu'à -50% en 2030 par rapport à 2021 - constitueront une incitation au développement des gammes de véhicules à pile à combustible, dont l'offre devrait s'étayer considérablement dans les prochaines années. L'objectif de 2,6 % d'hydrogène renouvelable dans les transports en 2030 va encourager la distribution d'hydrogène à destination des mobilités lourdes, incitations renforcées par l'obligation faite aux 27 Etats membres de déployer des niveaux minimums de stations de distribution d'hydrogène tous les 150 km sur le réseau autoroutier européen. Enfin, les nouvelles directives européennes ReFuelEU Aviation et FuelEU Maritime vont directement contraindre les compagnies aériennes et les armateurs à s'approvisionner progressivement en carburants durables pour réduire leurs émissions, notamment en e-kérosène dérivé de l'hydrogène pour l'aviation ou en hydrogène, ammoniac et méthanol pour les navires.

Le scénario « **Ambition+ 2030** » renforce donc les objectifs permettant d'atteindre des taux de croissance maximaux observés dans d'autres secteurs similaires. L'objectif pourrait être porté à **1 090 000 tonnes par an**, en cas de renforcement de la réglementation.

Répartition des volumes du scénario « Ambition+ 2030 » :

1090 kt dont :



58,3%

(58%) pour le secteur industriel, à la fois pour :

- Substituer l'H₂ issu de gaz naturel utilisé dans l'industrie du raffinage, la chimie (ammoniac) et les industries diffuses.
- Alimenter de nouveaux usages via la décarbonation de l'industrie sidérurgique et de la chimie lourde, la relocalisation de la production de méthanol en France (pour ses usages traditionnels mais aussi en tant qu'additif dans le transport) et la mise en place d'une filière de production de carburants de synthèse (ammoniac, e-kérosène,...).



29,8%

(30%) pour le secteur de la mobilité, soit l'équivalent de :

450 000
véhicules légers



10 000
poids lourds



135 bateaux
et navires



250
trains



11,9%

(12%) pour le secteur de l'énergie (réseaux, stockage, ré-électrification, etc.)

Cette ambition pourrait générer un **marché annuel de 2,5 à 4 milliards d'euros** en vente d'hydrogène à l'horizon 2030. Si elle reste nettement minoritaire en volume, **la mobilité représente 50 à 60% de ce montant** du fait de prix de ventes plus élevés¹ découlant de coûts plus élevés².

1 - La différence du poids relatif des recettes de ventes de la mobilité par rapport aux volumes vendus provient des différences de prix de vente entre les différents segments concernés. En effet, le prix de vente de l'hydrogène varie entre 4 à 9 €/kg en fonction des segments de mobilité contre 2 à 3,5 €/kg dans l'industrie.

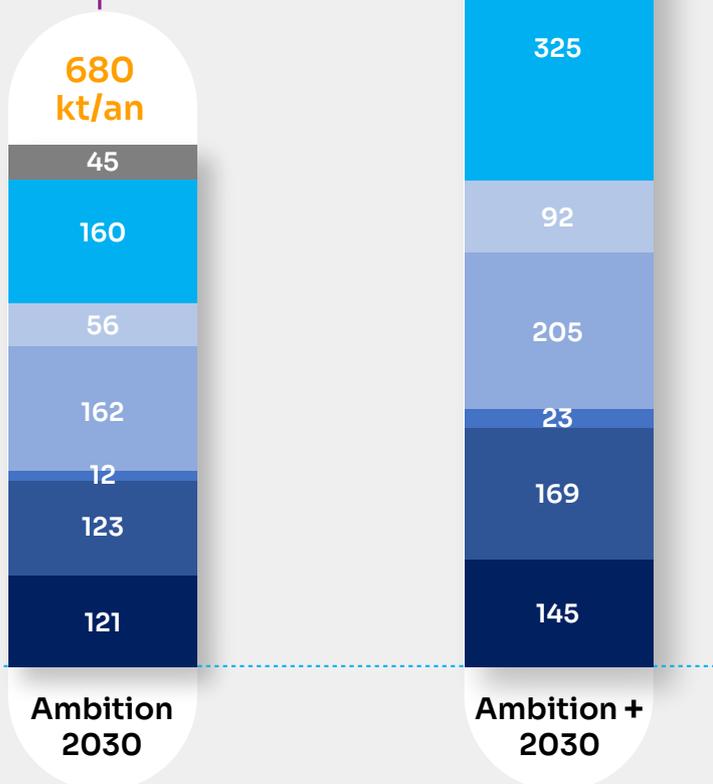
2 - Prise en compte des coûts de distribution (station de recharge) et d'approvisionnement plus élevés que pour un usage dans la grande industrie (production sur site à échelle réduite vs production centralisée ou livraison d'une source centralisée entraînant des coûts de conditionnement et de logistique).

Deux scénarios pour 2 ambitions à 2030

**Ambition
et Ambition +**

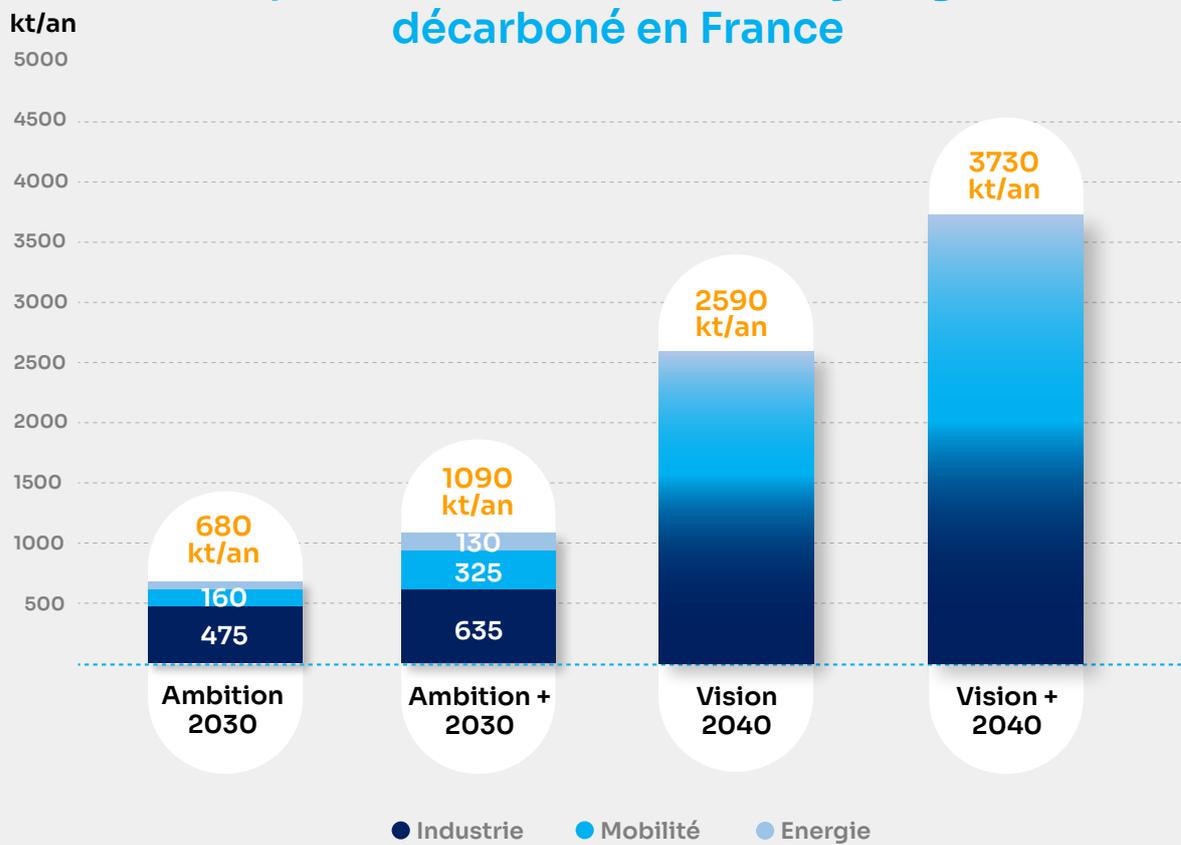
- Energie
- Mobilité
- Carburants de synthèse
- Sidérurgie
- Industrie diffuse
- Chimie
- Raffinage

Scénario de référence



Ces déploiements, majoritairement pour les usages industriels dans la décennie 2021-2030, permettent de créer la colonne vertébrale de la chaîne d'approvisionnement nationale en hydrogène et de réduire les coûts pour l'utilisateur final en vue de la massification de la mobilité au-delà de 2030, une fois l'offre de véhicules (routiers, maritimes, ferroviaires et aériens) arrivée pleinement à maturité commerciale. A l'horizon 2040, la mobilité est appelée à devenir le vecteur principal de croissance du marché de l'hydrogène en France.

Projection de la demande d'hydrogène décarboné en France



2 Sept grands bassins de déploiement pour réduire les coûts

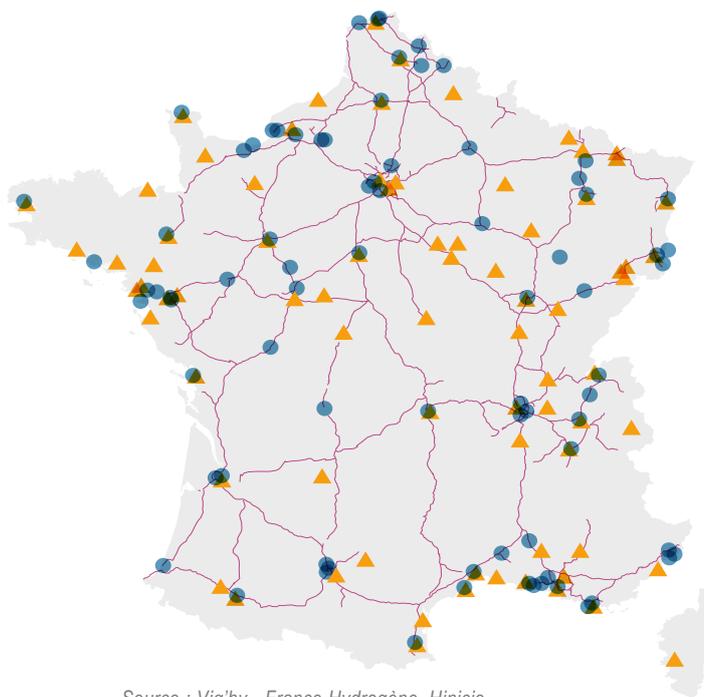
Compte tenu des projets en cours et des usages ciblés, les consommations d'hydrogène décarboné se concentreront prioritairement dans 7 grands bassins, représentant à terme 85% de la demande totale. Mettre en place une chaîne d'approvisionnement intégrée à l'échelle de ces bassins permettra de réduire les coûts grâce à la mutualisation de la production et des usages en bénéficiant des économies d'échelle.

Comment sont définis ces 7 bassins ?

Les étapes de la démarche d'identification :

A. Etat des lieux : Identification des projets menés en France d'ici 2030 ainsi que des plus importants potentiels de consommation en fonction des objectifs de la Stratégie nationale, en les localisant puis en les répartissant par segments de marchés.

Cartographie des projets H₂ et des sites majeurs de consommation 2030



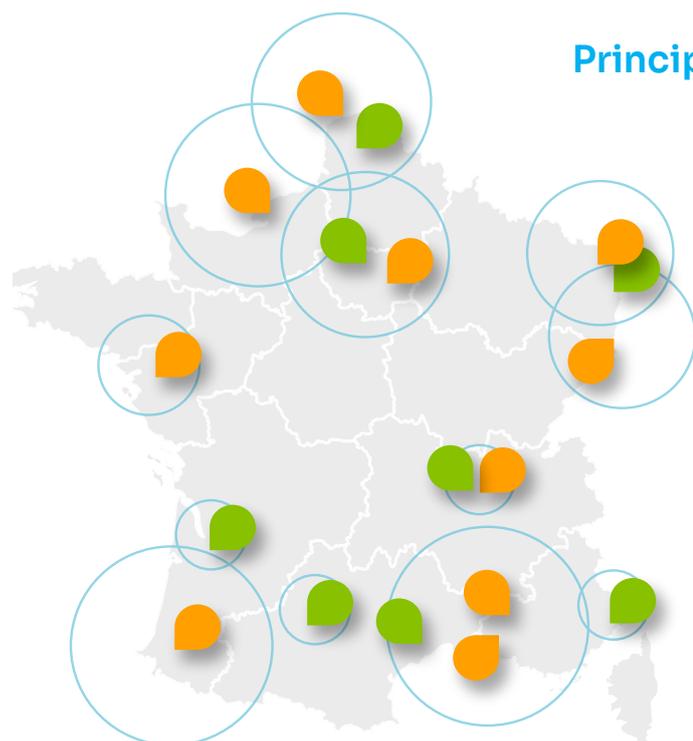
Source : Vig'hy - France Hydrogène, Hiniçio

D'ici 2030, d'autres sites et projets de consommation hydrogène pour l'industrie et la mobilité émergeront de façon diffuse. Ces futurs projets diffus ne sont pas représentés.

D'ici 2030, les grands sites de production H₂ se concentreront dans les grands pôles de consommation.

- ▲ **Projets H₂ recensés en cours de montage**
Les projets H₂ en développement aujourd'hui constituent les prémisses des futures chaînes d'approvisionnement H₂. Ces projets mettent en œuvre une production sur site ou une distribution semi-centralisée pour la mobilité.
- **Sites de consommation majeurs d'ici 2030**
Suivant les scénarios d'Ambition 2030, de nouveaux sites de consommation d'hydrogène industriels et de mobilité se rajouteront, principalement dans les métropoles, ports et aéroports.

B. Regroupements : Définition de « **hubs territoriaux** » qui correspondent aux territoires regroupant les plus forts potentiels de consommation et de production, dans une logique de rapprochement de l'offre et de la demande en hydrogène. La production à partir de ces hubs pourrait alors bénéficier à des territoires voisins. Nous parlons alors de « **zone d'influence** ».



Principaux pôles de consommation 2030

Les **pôles de consommation** constituent une ou plusieurs zones denses de consommation H₂ qui sont principalement dominées par des grands consommateurs **industriels** ou un agrégat de besoins liés à la **mobilité**.

La **zone d'influence**³ d'un pôle de production peut être définie comme le périmètre à l'intérieur duquel le coût de production et de distribution de l'hydrogène à partir de ce pôle représenterait l'option d'approvisionnement la plus compétitive pour un consommateur qualifié de « diffus » (flottes de collectivités, consommation industrielle de faible intensité, etc.). La zone

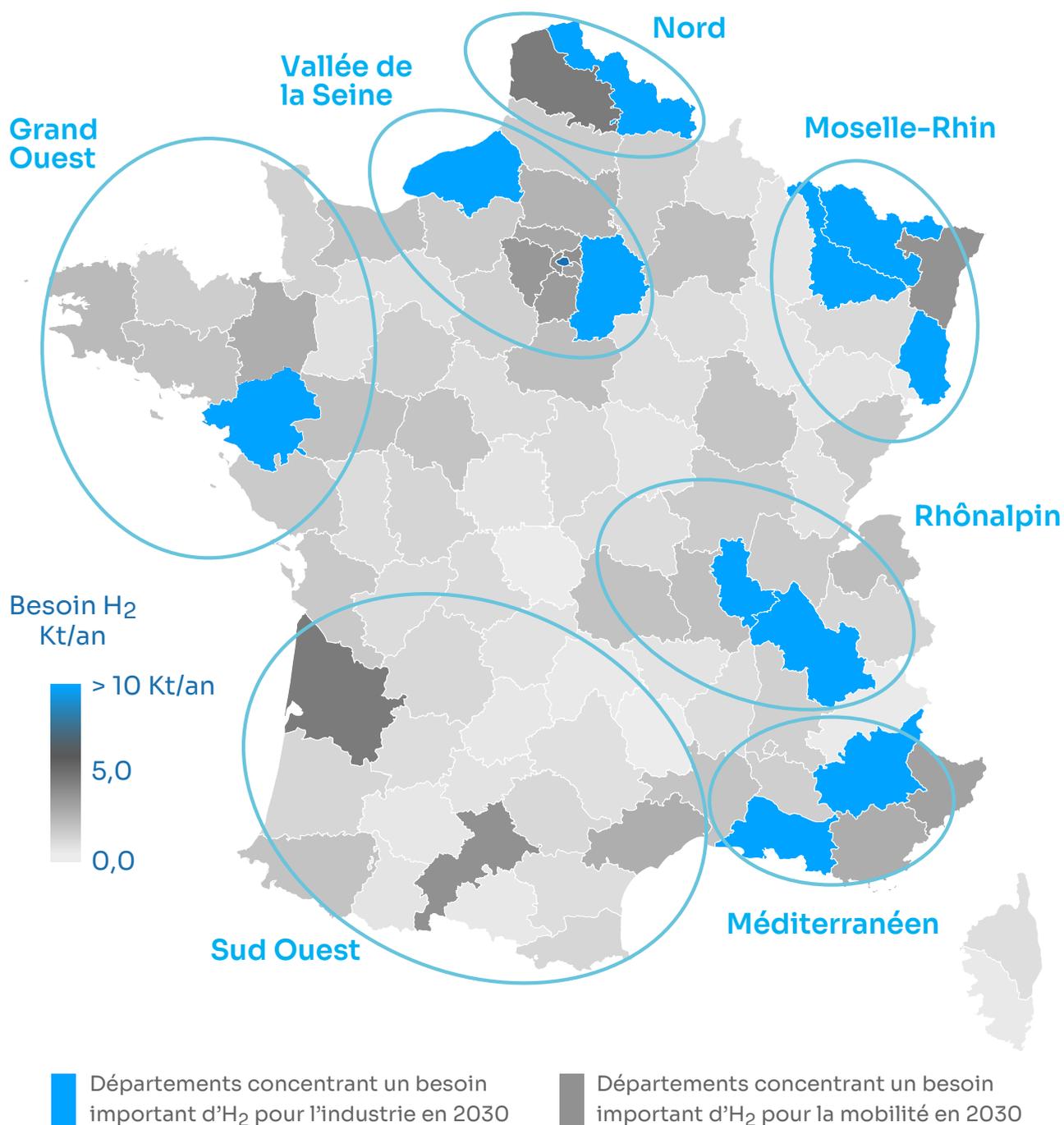
d'influence permet ainsi de mettre en lumière les possibilités de mutualisation entre projets. Cependant, la zone d'influence nécessite de prendre en compte plusieurs facteurs : dimensionnement de la production et de la consommation, distances, option d'approvisionnement retenue (canalisation ou par bouteilles, comprimé ou cryogénique).

C. Mutualisation : Identification de **7 grands bassins** où la mise en place d'une chaîne logistique complète intégrée à partir des principaux sites de production serait un atout essentiel pour accélérer la montée en puissance de la filière.

Le rayon d'influence est déterminé par la taille des principales unités de production (MW) et les besoins des consommateurs diffus.

Le potentiel de consommation à 2030 se concentre autour des principaux pôles industriels et de mobilité (ex : métropoles, ports et aéroports, centres logistiques).

Le regroupement de ces grands pôles de consommation et de leurs zones d'influence logistique constituent les **7 grands bassins hydrogène français**.



D. Dimensionnement : Selon les caractéristiques propres aux différents bassins, 3 principaux scénarios de supply chain⁴ sont envisagés (on-site, centralisé et semi-centralisé) reposant sur des chaînes d'approvisionnement spécifiques.

4 - Voir annexe 1 - Dimensionnement de la chaîne d'approvisionnement hydrogène nationale à 2030

La forte concentration de la demande crée l'opportunité de générer des économies d'échelle par la mutualisation des unités de production massive autour des points de consommation majeurs (grande industrie), ces sources de production centralisée pouvant alors alimenter également de manière compétitive une part importante de la consommation diffuse au sein des bassins (notamment les stations de recharge publiques) via la mise en place de capacités de conditionnement et logistiques dédiées. Cette optimisation suppose également le déploiement de moyens permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement des clients finaux tels que des canalisations et des capacités de stockage géologique. Au sein des bassins, les consommateurs diffus présentant une demande journalière conséquente, tels que les stations de recharge en dépôt (en moyenne 2t/j) devront néanmoins privilégier la production sur site du fait de l'impossibilité pratique d'assurer un nombre suffisant de rotations de camions remorques.

En dehors de ces bassins, de nombreux projets sont également en cours de montage, dont certains de grande envergure, notamment pour le déploiement de véhicules. Ces 15 % représentent une part importante dans la montée en puissance de la filière et permettront d'assurer un maillage complet du territoire national. Cependant, étant donné leur éloignement de grands centres de production / consommation et donc hors de leur « zone d'influence », ces projets privilégieront une production décentralisée, soit sur site ou mutualisée entre plusieurs projets locaux pour gagner en volume et jouer, eux aussi, sur les effets d'échelle.

Cette ambition suppose le déploiement d'une chaîne d'approvisionnement en hydrogène d'ici à 2030 :

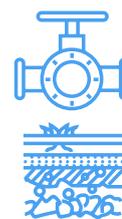
6,5 à
10 GW

d'unités de production d'hydrogène pour répondre aux besoins des 2 niveaux d'ambition envisagés



685 km

de canalisation de transport, pour relier les 1ers pôles industriels et les unités de stockage géologique⁵ (15 à 20 kt de capacité de stockage géologique d'hydrogène pour satisfaire les besoins de l'industrie)



⁵ - Reprise des ambitions énoncées dans le European Hydrogen Backbone (600 km) auxquelles 85 km de canalisations ont été ajoutés dans certaines régions spécifiques pour assurer la sécurité d'approvisionnement de grands sites industriels.

800 à
1000

unités logistiques de transport⁶ pour livrer 90-120 kt/an aux consommateurs diffus dans les zones d'influence des pôles de production H₂



1000 à
1700

stations de recharge dont 90% publiques (agglomérations, grands axes routiers) et 10% en dépôt pour des flottes captives de véhicules lourds. Le déploiement de stations de recharge hors des bassins est particulièrement essentiel pour assurer une **continuité géographique de fourniture** (déplacement longue distance) et préparer la massification de la mobilité après 2030.



3

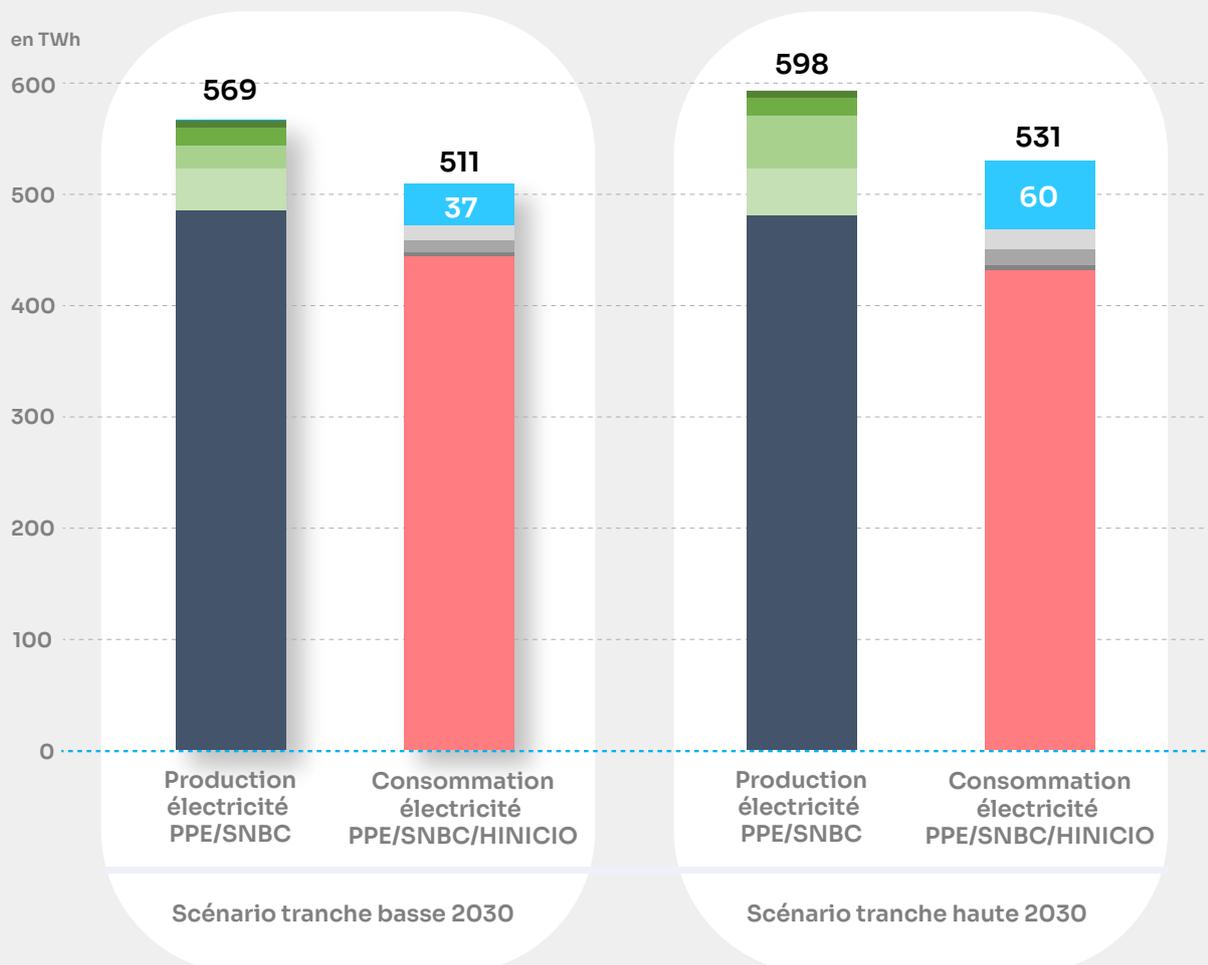
Assurer la demande en énergie primaire

Si les objectifs de la PPE sont atteints, la production nationale d'électricité en 2030 permettra de répondre aux besoins en électricité de la filière hydrogène

La production nationale d'électricité prévue dans le bilan prévisionnel de RTE en 2030 (qui intègre les objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie - PPE) est suffisante pour accueillir une consommation pour électrolyse de 37 à 60 TWh, compte tenu des hypothèses faites sur l'efficacité des consommations finales d'électricité. La consommation finale d'électricité restera inférieure à la production nationale. De même, 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.

6 - Les unités logistiques de transport sont les éléments de stockage mobile utilisés pour le transport routier, fluvial ou ferroviaire d'hydrogène (exemple : les remorques tube-trailer).

Bilan prévisionnel national 2030 Production et consommation électrique



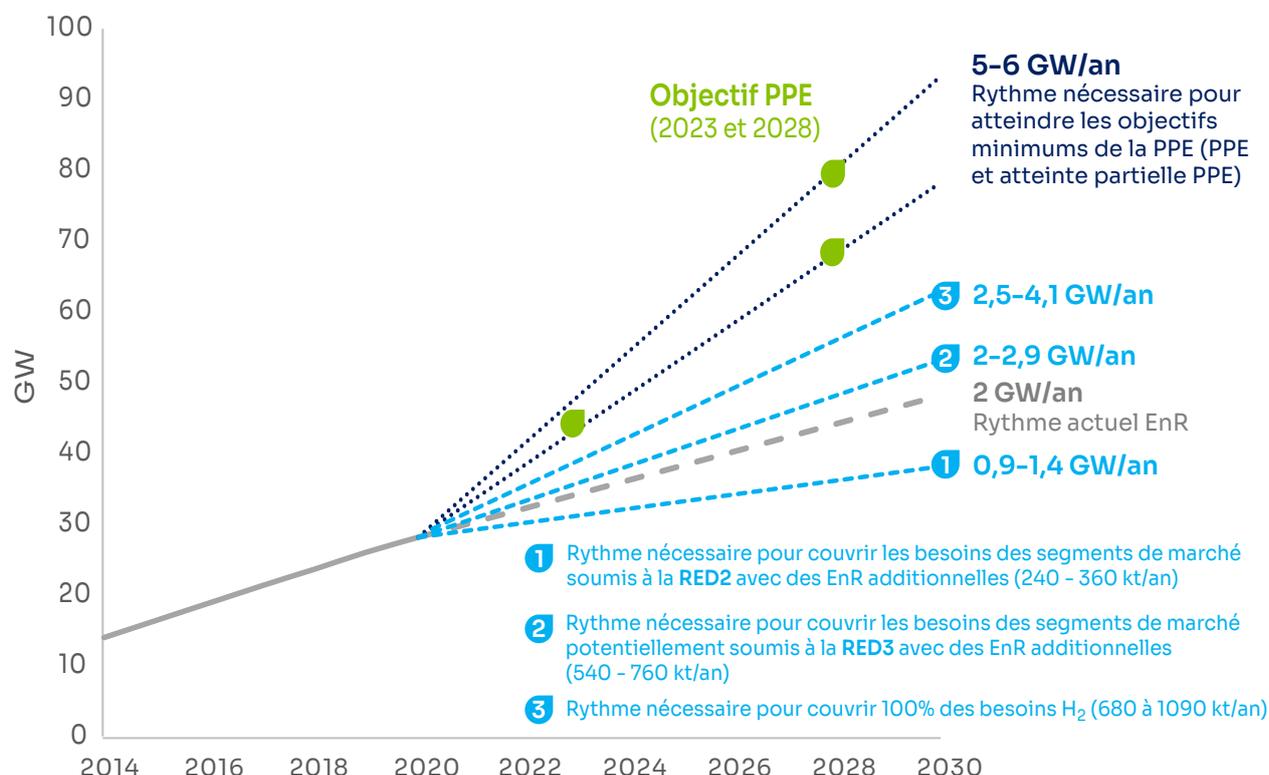
Production EnR additionnelle

- Hydraulique
- Eolien en mer
- Solaire
- Eolien terrestre
- Mix 2019

Consommation

- Production d'hydrogène
- Recharge de véhicules électriques
- Electrification des usages tertiaire et résidentiel
- Electrification des procédés industriels
- Consommation au périmètre 2019

Rythme de déploiement national de l'éolien terrestre et du solaire PV*



*Considérant un facteur de charge moyen de l'éolien terrestre et du solaire PV à 2050 h/an et 1 200 h/an respectivement. L'éolien en mer dont l'objectif PPE est de 6GW installés à 2030 n'a pas été considéré dans le raisonnement car peu impactant au vu des ordres de grandeur en jeu.

Source : Bilan Prévisionnel RTE 2021-2030, Panorama de l'électricité renouvelable 2020 et adaptation par Hincio

Le rythme actuel de déploiement des énergies renouvelables (éolien terrestre et photovoltaïque) – 2 GW/an – **pourrait suffire à alimenter les usages soumis à RED2** en énergies renouvelables additionnelles. En revanche, la **généralisation de la RED2 pour le secteur industriel, à travers la mise en œuvre de la RED3**, accentuerait le besoin pour de nouvelles capacités de production d'électricité renouvelable et **nécessiterait une accélération du rythme de déploiement des énergies renouvelables** aujourd'hui en retard vis-à-vis des objectifs de la PPE.

Pour obtenir les baisses d'émissions attendues dans les segments de marché non-soumis à la RED2 et la RED3, **la production d'hydrogène devra également être alimentée par des capacités additionnelles (renouvelables ou nucléaires) dédiées** car le prélèvement sur les capacités existantes pour produire de l'hydrogène entraînerait une augmentation globale des émissions en Europe (source: RTE).

L'achat transfrontalier d'électricité renouvelable additionnelle à bas coût provenant d'Europe du Sud (via des PPA⁷- Power Purchase Agreement) peut constituer une alternative mais fait face aux **limites de capacités d'interconnexion** et à la **complexité des PPA physiques transfrontaliers** (allocation des droits de capacité, reconnaissance de l'électricité renouvelable pour l'hydrogène RED2/3,...).

En offrant de nouveaux débouchés commerciaux, **la filière hydrogène contribue à aider les projets d'énergie renouvelable** à surmonter leurs difficultés de financement, même si, au même titre que d'autres projets, ces derniers sont soumis à d'autres freins importants (foncier, zonage, délais d'obtention de permis, recours et acceptabilité). De plus, la possibilité d'effacement des électrolyseurs via le stockage d'hydrogène permettra de renforcer la résilience du réseau électrique, grâce à un pilotage flexible sans impact sur la fourniture d'H₂ aux consommateurs. Localement, les unités de production d'hydrogène peuvent faciliter l'intégration des énergies renouvelables et permettre de reporter les renforcements du réseau électrique prévus, engendrés par le déploiement des nouvelles capacités de production électrique, comme les parcs éoliens en mer de la Côte normande (1,5 GW déployés à horizon 2025).



7 - Power Purchase Agreement : contrats de vente d'électricité renouvelable conclu de manière bilatérale entre un producteur et un consommateur

4

Préciser et adapter le cadre réglementaire

Un assouplissement des règles d'éligibilité pour la production d'hydrogène compatible RED2, une facilité d'accès aux PPA⁸ d'électricité renouvelable et la possibilité de détention des garanties d'origine et de traçabilité par le producteur d'hydrogène aidé sont nécessaires.

Les critères de conformité figurant dans les actes délégués de la réglementation RED2 en cours de discussion (additionnalité, corrélation temporelle, corrélation géographique), qui constituent le principal inducteur de développement de la production d'H₂ renouvelable, **doivent être assouplis (actes délégués)**. Une application trop stricte de ces critères ralentirait les déploiements et renchérirait les coûts de production d'hydrogène renouvelable, au risque de compromettre définitivement l'émergence et la compétitivité de la filière d'hydrogène renouvelable. Par ailleurs, l'exclusion des capacités de production d'énergie renouvelable bénéficiant de soutiens publics pour la production d'hydrogène renouvelable par électrolyse, si elle est maintenue en l'état, pénaliserait également la compétitivité économique de la filière dans la phase initiale de montée en charge des marchés.

Il est nécessaire que les producteurs d'hydrogène puissent valoriser le caractère renouvelable ou bas-carbone de leur production auprès de leurs clients et des autorités publiques. L'ordonnance française du 17 février 2021 relative à l'hydrogène prévoit la détention et la mise aux enchères par l'Etat des garanties d'origine et de traçabilité pour la production d'hydrogène bénéficiant d'une aide d'Etat, créant une forte incertitude pour le producteur quant à la possibilité pour lui de valoriser les attributs « renouvelable » ou « bas carbone » vis-à-vis de ses clients ou même des pouvoirs publics dans le cadre de la mise en conformité RED2. Il est important cependant de laisser la propriété de la garantie d'origine (GO) aux producteurs d'hydrogène renouvelable et bas-carbone, afin de permettre au marché de l'hydrogène de se développer lui-même, et d'optimiser la valeur de l'attribut « renouvelable » ou « bas-carbone » de l'hydrogène produit. Pour éviter le risque de double comptage, le producteur bénéficiant d'une GO pourrait annuler cette garantie en contrepartie de l'émission d'un certificat dans le cadre du projet d'Union Data Base de la Commission européenne (prévu dans RED2).

Par ailleurs, en l'absence à court terme d'infrastructures d'hydrogène, il est nécessaire de s'assurer de la dématérialisation de l'attribut « renouvelable » ou « bas-carbone » entre les sites de production et les clients (dispositif *book and claim*).

8 - Power Purchase Agreement : contrats de vente d'électricité renouvelable conclu de manière bilatérale entre un producteur et un consommateur

Des assouplissements et adaptations encore nécessaires pour faciliter le déploiement

Des contraintes réglementaires sur toute la chaîne d'approvisionnement en hydrogène seront à assouplir et à adapter pour faciliter son déploiement. Il est important d'éviter l'excès de régulation qui pourrait compromettre le développement de la filière. La production d'hydrogène par électrolyse, encadrée par la rubrique ICPE 3420, est soumise à autorisation administrative dès le moindre gramme d'hydrogène produit. L'intégration d'un seuil permettrait d'apporter de la visibilité aux porteurs de projets sur les démarches à entreprendre et accélérer le déploiement d'électrolyseurs. Aujourd'hui, chaque projet est étudié au cas par cas par les services de l'Etat, ce qui rallonge les délais d'instruction des dossiers.

Le stockage d'hydrogène, régi par l'ICPE 4715, est soumis à autorisation administrative à partir de 1 000 kg d'hydrogène stocké sur site. Les premiers retours de terrain laissent apparaître qu'une flotte de véhicules lourds supérieure à 20 unités (bus ou camions) implique des besoins de stockage supérieurs à ce seuil. Une réflexion doit être menée sur les possibilités d'évolution des seuils, de procédures d'autorisation simplifiées ou d'inclusion de nouveaux standards de stockage. Par ailleurs, la directive européenne « Equipements sous pression (ESP) » n'intègre pas les spécificités techniques des réservoirs à hydrogène, ce qui ne permet pas des contrôles adaptés lors du suivi en service des équipements.

Les normes en vigueur couvrant la mobilité hydrogène constituent également un frein aux ambitions. Les prescriptions techniques de la rubrique ICPE 1416 relative aux stations de recharge d'hydrogène sont techniquement contraignantes et peu flexibles. Les distances imposées par exemple entre les points de recharge en carburants sont peu adaptées au cas d'une station multi-énergies pour une implantation en zone urbaine. Une réécriture de l'arrêté ministériel de 2018 sur les stations à hydrogène permettrait d'introduire plus de flexibilité. La rubrique ICPE 1416 pourrait être étendue aux mobilités ferroviaire, maritime et fluviale. En outre, le déploiement de véhicules lourds à hydrogène devra s'accompagner de l'augmentation des seuils prévus de pressions d'usage ainsi que des débits de distribution encore trop faibles par rapport aux quantités requises par les véhicules. Le remplissage en hydrogène liquide devra également être pris en compte. La réglementation pour la circulation et le stationnement de véhicules à hydrogène dans les tunnels et parkings souterrains ainsi que les normes de sécurité associées doivent être définies.

Par ailleurs, les normes de transport d'hydrogène vont être amenées à changer à partir de 2023 avec l'entrée en vigueur de la norme ADR EN 17339. Elle permettra d'utiliser

des pressions de stockage d'hydrogène plus élevées et donc de stocker et transporter des quantités plus importantes. Il serait souhaitable de pouvoir utiliser cette norme de manière anticipée.

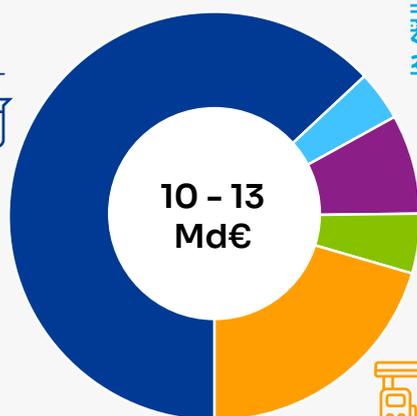
Des problématiques de métrologie et d'instruments de mesure vont enfin émerger en même temps que les nouveaux usages de l'hydrogène pour lesquels une quantification précise de l'énergie distribuée est nécessaire. La filière doit pouvoir obtenir des délais de mise en conformité des stations de recharge en hydrogène existantes vis-à-vis de l'arrêté ministériel du 18 décembre 2020 sur la métrologie de ces stations.

5 Financer la chaîne d'approvisionnement

Le déploiement de la chaîne nationale d'approvisionnement en hydrogène présente un besoin de financement de 7 à 12 Md€ pouvant être couvert par le marché via des incitations réglementaires ou par l'Etat via des soutiens publics

Investissement cumulé dans la chaîne d'approvisionnement H₂ nationale pour répondre à une demande annuelle de 680-1090 kt

6 à 7 Md€ pour
6,5 à 10 GW
d'unités de
production H₂



0,3 à 0,5 Md€ pour mettre en opération les 8 premiers sites de stockage géologique H₂



~1 Md€ pour environ 685 km de canalisation de transport intra-bassin



0,5 à 0,7 Md€ pour les centres de conditionnement et les moyens logistiques



2,2 à 3,5 Md€ pour 1000-1700 stations pour desservir à la fois les flottes captives et la mobilité diffuse

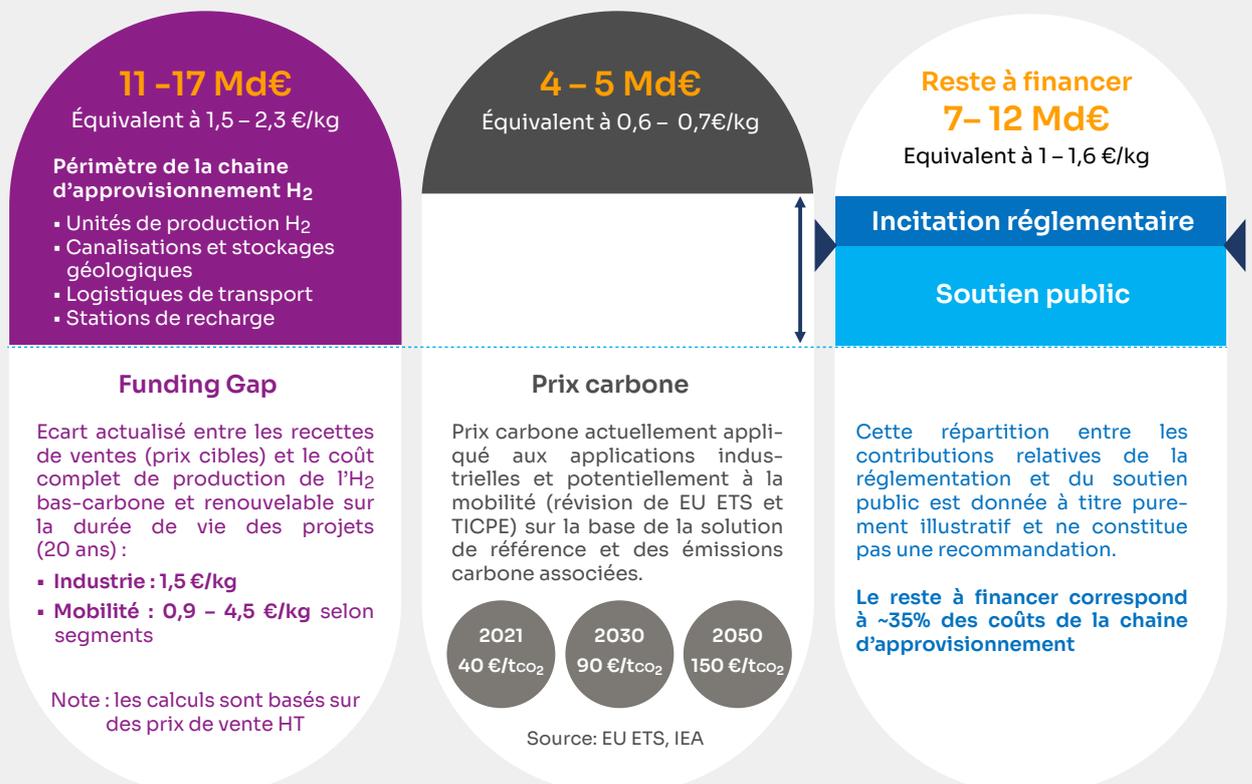
Ces montants n'intègrent pas les investissements complémentaires pour atteindre l'ambition 2030 :

- Applications amonts (ex: installation d'EnR)
- Applications avals (ex: conversion de procédés industriels, véhicules hydrogène)
- Industrialisation des capacités manufacturières
- R&D et formation

Le déploiement de la chaîne d'approvisionnement en hydrogène (production, transport, stockage, conditionnement, distribution) nécessite **un investissement public-privé cumulé de 10 à 13 Md€ d'ici 2030** selon le scénario envisagé (Ambition, Ambition+), dont 60% pour les unités de production d'hydrogène par électrolyse.

Ces déploiements pourraient donner lieu à un déficit de financement (funding gap⁹) de 11 à 17Md€ car les revenus générés par la commercialisation de l'hydrogène bas-carbone ou renouvelable ne permettront probablement pas de couvrir dans leur totalité les coûts d'investissements et d'exploitation de la chaîne d'approvisionnement. Ce funding gap pourrait être partiellement absorbé par le **prix du carbone (4-5 Md€)** supporté par les acteurs obligés (avec de possibles répercussions en aval de leurs chaînes de valeur respectives). Les **7 à 12 Md€ de « funding gap »** pourront quant-à-eux être couverts par deux leviers :

- **La réglementation** faisant peser le surcoût sur le marché (les opérateurs obligés et leurs clients) en rehaussant le prix de vente de l'hydrogène en créant un impératif légal de mise en conformité ;
- **Les soutiens publics** (compléments de revenus, subventions...) qui permettent de réduire les surcoûts et les risques pour les opérateurs et consommateurs d'hydrogène et qui, utilisés de concert avec la réglementation peuvent permettre de réduire le coût de mise en conformité pour les obligés.



9 - Voir annexe 2 pour la définition du «Funding gap» ou déficit de financement

Au niveau de la production d'hydrogène, un soutien à l'investissement (CAPEX) et au fonctionnement (OPEX) est à privilégier pour pallier la marge brute négative liée à une valorisation encore insuffisante de l'hydrogène bas carbone ou renouvelable au regard des coûts de production et notamment de l'électricité consommée. La filière est au début de la courbe d'apprentissage et doit progresser rapidement vers plus de compétitivité. **Le complément de rémunération prévu par l'Etat peut parfaitement remplir ce rôle** mais devra être affecté par des appels d'offres catégorisés selon la configuration requise des projets, les caractéristiques de production et leur localisation dans des bassins ou hors des bassins. **Un soutien à l'investissement est à prévoir pour les installations matérialisant des avancées technologiques**, notamment en faveur de la massification des systèmes.

En aval de la production, un soutien public peut, sur certains maillons de la chaîne de valeur, être effectué sous forme de **subvention à l'investissement**, lorsque l'essentiel du « funding gap » provient des CAPEX.

De manière générale, l'accès au soutien à l'investissement et au complément de rémunération via un guichet unique serait bénéfique afin d'éviter les situations d'interdépendance des soutiens et faciliter ainsi le bouclage financier des projets.



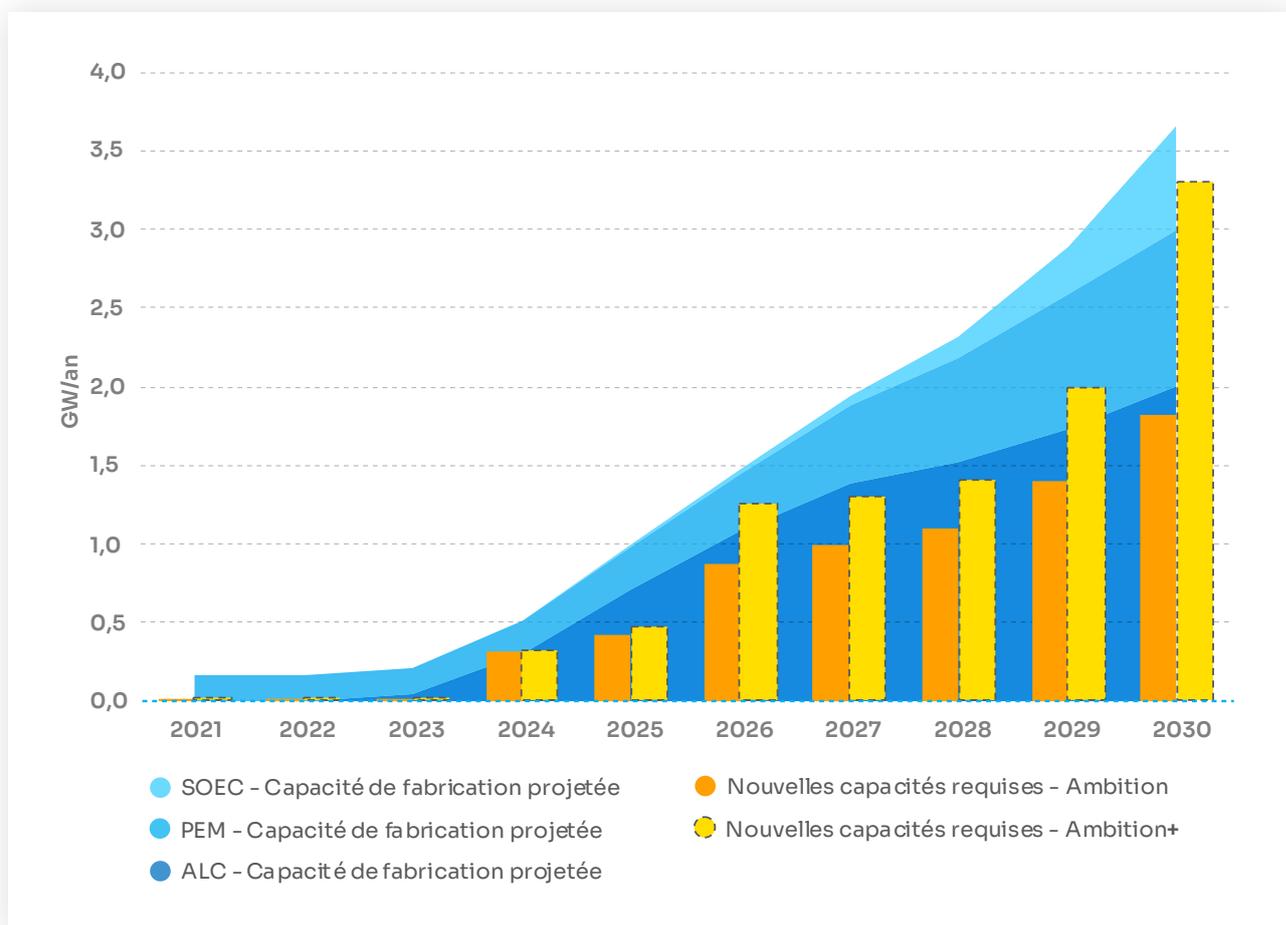
Développer l'hydrogène : opportunité pour réindustrialiser le territoire national

Le développement rapide du marché de l'hydrogène bas-carbone ou renouvelable en France représente une opportunité d'industrialisation pour la filière manufacturière nationale sur des technologies à forte valeur ajoutée valorisables à l'export.

▪ En matière d'électrolyse

La mise en œuvre de cette feuille de route imposera chaque année entre **0,5 et 2 GW de capacité d'électrolyse installée entre 2024 et 2030**.

Comparaison entre la capacité manufacturière française d'électrolyse et les besoins d'installation annuels



Evolution des besoins nationaux jusqu'en 2030

Jusqu'en 2023 : <50 MW/an représentant le déploiement des projets démonstrateurs en cours de développement (ex : Appels à Projets ADEME).

2024 à 2025 : 300-500 MW/an, reflétant l'émergence des démonstrateurs de plus grande envergure, notamment sur des lers projets pour l'industrie et la mobilité lourde.

2026 – 2029 : 1-1,5 GW/an, découlant des déploiement des grands projets industriels nécessitant des unités de centaines de MW.

En 2030 : 1,5-3 GW/an en majorité pour de grands projets.

La mise en service des « Gigafactories » entre 2025 et 2030 en France, qui est conditionnée par des soutiens publics (IPCEI), devrait permettre aux industriels nationaux de prétendre à une part de marché significative au niveau national tout en leur permettant de se positionner fortement à l'export en Europe et dans le monde. Sans la mise en place de ces capacités manufacturières, la mise en œuvre de cette feuille de route impliquerait des importations qui pourraient aller de 0,1 à 1 GW/an d'électrolyseurs dès 2024, puis de l'ordre du GW à partir de 2026, principalement depuis l'Europe, la Chine ou les Etats-Unis.

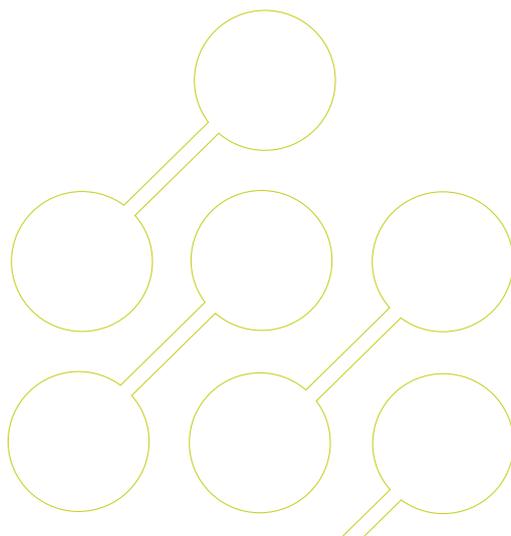
Les fabricants d'électrolyseurs signalent des risques spécifiques liés à des points faibles de l'industrie nationale sur certains maillons clés de la chaîne de valeur de l'électrolyse.

Une stratégie nationale ou européenne est nécessaire pour sécuriser l'approvisionnement des sous-composants critiques dans la fabrication des électrolyseurs et dépendant aujourd'hui exclusivement des importations tels que l'électronique de puissance ou les membranes.

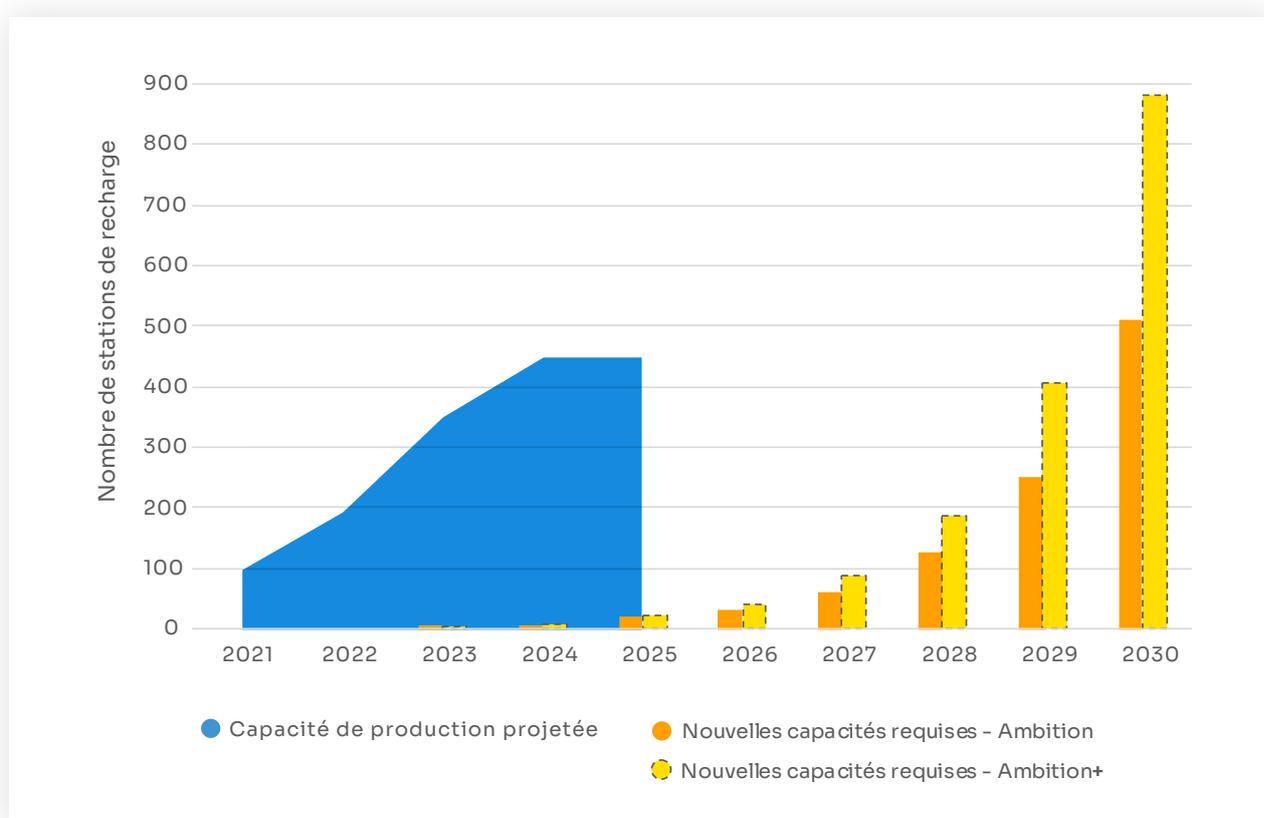
Il est également important de mettre en place des filières adaptées pour le recyclage des matériaux rares tels que l'iridium, essentiels pour la fabrication des électrolyseurs et de soutenir la R&D pour les prochaines générations de machines (grande capacité, consommation électrique réduite, réduction de l'emprise au sol,...).

▪ En matière de stations de recharge hydrogène

La capacité nationale de fabrication de stations de recharge annoncée par les constructeurs devrait leur permettre de répondre aux besoins du marché de la mobilité, qui se construit au niveau national.



Comparaison entre la capacité manufacturière française de stations de recharge et les besoins d'installation annuels



Evolution des besoins nationaux jusqu'en 2030

Aujourd'hui : Près de 50 stations de recharge sont déployées en France.

Jusqu'en 2027 : <100 stations/an, reflétant l'émergence des démonstrateurs de plus grande envergure, notamment sur des 1^{ers} projets pour la mobilité lourde.

2028 – 2030 : 100 à 800 stations/an, reflétant l'accélération du maillage des stations publiques.

En 2030 : un parc de 1000 à 1700 stations installées .

Les fabricants français de stations de recharge se concentrent à l'heure actuelle sur l'assemblage de composants, y compris les plus stratégiques, qu'ils importent depuis les marchés européens et internationaux. **La création d'une filière nationale de fabrication de compresseurs permettrait de limiter la dépendance des fabricants français sur ce composant critique, pour lequel une tension sur les approvisionnements est à prévoir, et de capter une valeur ajoutée supplémentaire au niveau national dans le déploiement de la mobilité hydrogène en France et à l'export.**

Le soutien aux travaux de R&D, le développement des stations de recharge de nouvelle génération (grande capacité, fiabilité, réduction de l’emprise au sol...) sera également nécessaire pour aider les fabricants nationaux à suivre l’évolution accélérée du marché en France et à l’export. Il est important de prévoir également la distribution d’hydrogène liquide en stations, en cohérence avec la proposition de règlement Alternative Fuel Infrastructure Regulation (AFIR) dans le cadre du paquet « Fit for 55 ». La technologie de liquéfaction de l’hydrogène doit faire partie des technologies françaises prioritaires.

Soutenir les acteurs français à l’international : une opportunité supplémentaire pour le développement de la filière

Avec plus d’une trentaine de pays engagés dans des stratégies de déploiement de l’hydrogène, des opportunités supplémentaires existent à l’international pour faire émerger des champions français. La Stratégie hydrogène française gagnerait à être complétée d’un volet de coopération à l’international afin de stimuler les filières industrielles françaises engagées dans un environnement de concurrence internationale. En effet, des coopérations sur l’hydrogène renouvelable avec certains pays hors UE, comme le Chili ou l’Australie, contribueraient à atteindre les objectifs de la stratégie française dans de meilleures conditions.

Il conviendra **de développer des instruments permettant de soutenir les projets hors UE** portés par des sociétés françaises, lorsque ces projets correspondent aux priorités sectorielles retenues par la stratégie française, et qu’ils présentent un intérêt mutuel pour la France et le pays hôte. Un soutien public à l’international de l’Etat français envers les entreprises engagées dans ces projets à l’international constituerait un atout pour remporter les appels à projets lancés dans des pays tiers et renforcer l’équipe de France de l’hydrogène.





Vers un marché européen de l'hydrogène

L'analyse de la répartition des consommations d'hydrogène à l'échelle nationale met en évidence une concentration autour des grands pôles industriels et de mobilité : les ports, les aéroports, les métropoles, les plateformes industrielles et logistiques.

Le regroupement de ces grands pôles de consommation et de leur zone d'influence logistique fait apparaître en France 7 bassins qui concentrent près de 85 % de la demande d'hydrogène à l'horizon 2030. Au sein de ces bassins, des gazoducs de transport d'hydrogène sont nécessaires. Sur la base de l'étude « European Hydrogen Backbone » menée par 23 opérateurs européens de transport de gaz naturel, près de 700 kilomètres de canalisations sont nécessaires en France à l'horizon 2030.

Dans le but de réduire les coûts en mutualisant les besoins et en concentrant les moyens, cette organisation en bassins (parfois appelés « clusters » dans les pays européens) est appelée à se généraliser en Europe.



Aux Pays-Bas par exemple, l'étude HyWay 27 menée par PwC en association avec le ministère des Affaires économiques et de la politique climatique, du ministère des Finances et des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (Tennet) et de gaz naturel (Gasunie), met en évidence l'intérêt de convertir à l'hydrogène une partie du réseau de gaz naturel de Gasunie pour connecter les 5 clusters industriels principaux et assurer ainsi aux consommateurs flexibilité et sécurité d'approvisionnement. Sur la base de cette étude, le gouvernement néerlandais a demandé à Gasunie de préparer cette conversion.



En Grande-Bretagne, le développement d'un réseau est envisagé pour relier 5 pôles industriels et créer ainsi un réseau de plus de 2000 kilomètres.



En Italie, sur la période 2022-2024, 50 % des investissements de SNAM, l'opérateur de transport de gaz naturel, sont dédiés à préparer la conversion du réseau à l'hydrogène.



En Suède, pays dont le mix électrique est aussi décarboné qu'en France grâce au nucléaire et à l'hydraulique, une étude réalisée par Energiforsk montre la nécessité d'une dorsale nationale de l'hydrogène reliant sites de production et pôles de consommation d'hydrogène.

Par ailleurs, dans le cadre de leur stratégie nationale, certains pays ont clairement exprimé leurs orientations en matière d'import-export.



En Espagne, le gouvernement affirme clairement sa volonté de développer une filière hydrogène ambitieuse en profitant du potentiel d'énergie renouvelable dont bénéficie le pays. En effet, à l'heure actuelle, le pays compte 430 gigawatts de projets solaires et éoliens planifiés, en attente d'autorisation d'être connectés au réseau électrique. Or le Plan national Energie-Climat espagnol ne prévoit le raccordement que de 90 gigawatts, ce qui conduira les porteurs de projets à rechercher des débouchés alternatifs pour l'électricité renouvelable produite et notamment la production d'hydrogène renouvelable.



De son côté, **l'Allemagne** a dès à présent annoncé son incapacité à produire sur son sol l'hydrogène renouvelable nécessaire à la décarbonation de son économie. Dans les annonces faites en juin 2020 lors de la publication de sa stratégie hydrogène, le gouvernement allemand a indiqué consacrer 2 milliards d'euros au développement de partenariats avec des pays richement dotés en énergie renouvelable de façon à importer de l'hydrogène renouvelable de ces pays. Des pays tels que le Maroc, le Chili ou l'Australie ont été cités.

En France, le Comité Stratégique de filière Nouveaux Systèmes Energétiques a mené une étude qui met en évidence l'intérêt des infrastructures de transport d'hydrogène pour son déploiement.

Ces éléments montrent que des pays européens s'organisent pour mettre en place un véritable marché commun de l'hydrogène. L'hydrogène qui est encore aujourd'hui considéré majoritairement comme un produit chimique va, avec le développement des usages, devenir une marchandise (« commodity ») nécessitant, à l'instar de ce qui est fait pour l'électricité ou le gaz naturel, une infrastructure sous-jacente permettant d'organiser les transactions entre producteurs et consommateurs d'hydrogène. C'est dans ce sens que 23 opérateurs européens de transport de gaz naturel ont travaillé pour faire émerger une dorsale européenne de l'hydrogène (« European Hydrogen Backbone ») qui compterait 27 000 kilomètres en 2030 et 40 000 kilomètres en 2040.

La possibilité pour les producteurs et consommateurs d'accéder à un marché organisé grâce une infrastructure de transport et de distribution interconnectée constitue un enjeu majeur d'optimisation et de transparence économique. Les consommateurs bénéficieront de possibilités de mise en concurrence des différentes sources d'approvisionnement leur permettant de bénéficier d'un prix optimisé de l'hydrogène. En outre, la capacité d'accéder à des stockages souterrains massifs via l'infrastructure de transport permet d'assurer à tout moment l'adéquation entre une offre d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone en suivi de charge et sa consommation en base dans les secteurs de l'industrie et de la mobilité.



S'agissant de **la France**, sa position géographique particulière entre des pays richement dotés en énergie renouvelable et capable de produire massivement de l'hydrogène renouvelable peu cher (Espagne, Portugal, Afrique du Nord) et des pays du Nord très demandeurs d'hydrogène bas-carbone ou renouvelable (Allemagne, Pays-Bas) peut lui conférer un statut de pays de transit de l'hydrogène produit dans le Sud de l'Europe à destination du Nord. Ces infrastructures de transit d'hydrogène en France offriraient également l'accès à de l'hydrogène à un coût avantageux aux consommateurs français.

Il est évidemment prématuré d'établir dès à présent un calendrier de développement de ces interconnexions entre bassins français et avec les réseaux d'hydrogène des pays voisins (Espagne, Allemagne). Ce développement se fera sur la base de la demande des clients et c'est dans ce sens que les 2 opérateurs français de transport de gaz naturel ont lancé une consultation du marché. Des démarches analogues ont déjà été conduites dans d'autres pays européens (Allemagne, Pays-Bas, Belgique).

Néanmoins, il importe de souligner que les développements en matière d'infrastructures lourdes telles que les infrastructures de transport de gaz, relèvent du temps long. Dans la mesure où il faut au moins 5 ans pour la mise en œuvre de telles décisions d'investissement, il importe de poursuivre les réflexions destinées à compléter rapidement la stratégie nationale hydrogène française afin d'être prêt à répondre aux sollicitations du marché et offrir ainsi dans la durée au consommateur français une alimentation en hydrogène sûre, diversifiée et compétitive. Il y va du développement pérenne de l'activité de certains industriels sur le sol national voire même du maintien de leur activité.



REALISER LES AMBITIONS DE DEPLOIEMENT : RECOMMANDATIONS

La réalisation de cette feuille de route ne pourra se faire sans la **mise en place de politiques publiques à la hauteur des enjeux et offrant une visibilité à long-terme pour les opérateurs**. Les actions suivantes sont préconisées :

Déployer la filière hydrogène :

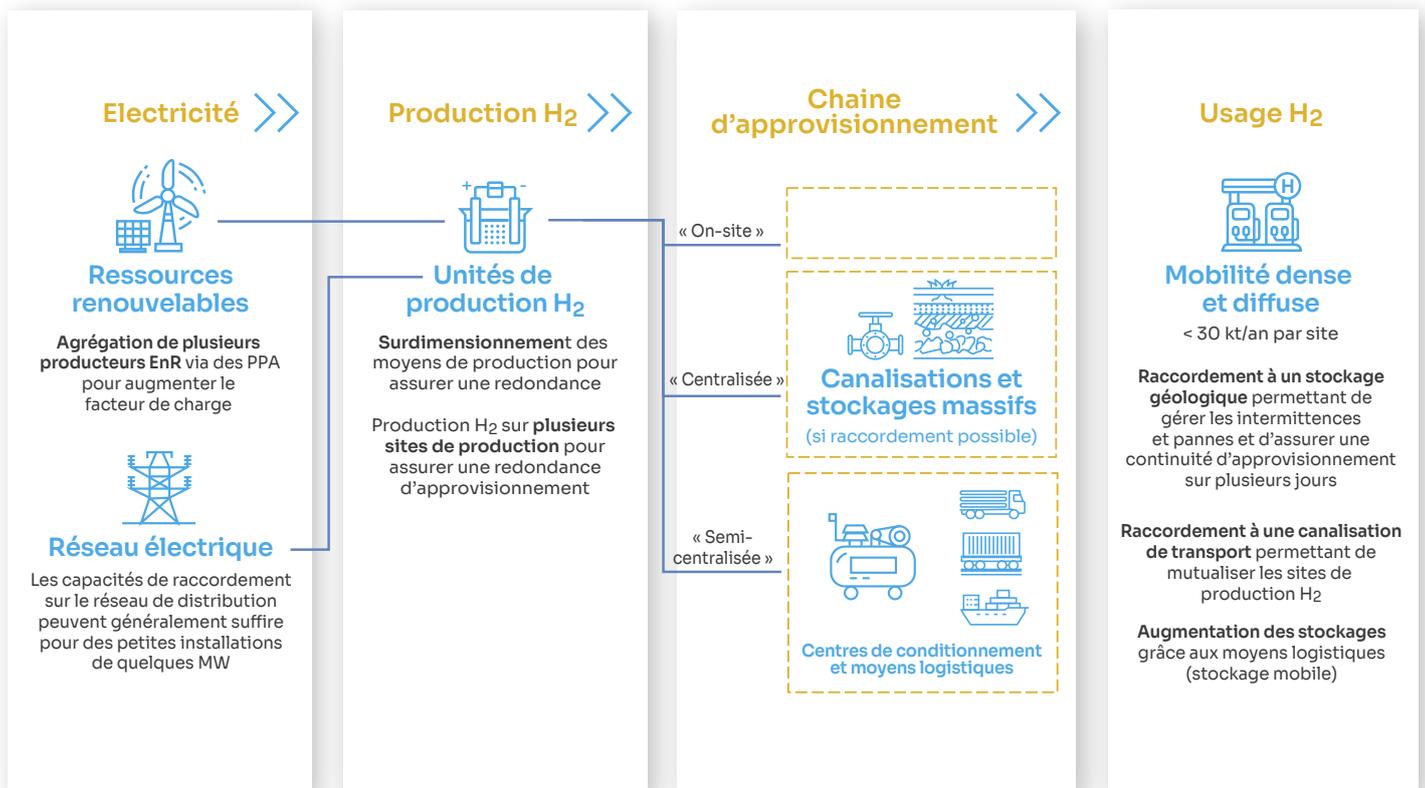
- **Mettre en place des schémas multirégionaux** de déploiement de la chaîne d'approvisionnement d'hydrogène (production, canalisations, stockage géologique, centre de conditionnement, stations de recharge) à l'échelle des bassins, en fonction de l'évolution attendue des usages, et couplés à la planification des réseaux de gaz naturel et des réseaux électriques afin d'assurer la cohérence et l'efficacité des déploiements.
- **Permettre aux producteurs de communiquer sur la qualité de leur produit bien qu'ils bénéficient d'un soutien public** tout en évitant les « double claims » (par exemple, via un droit de préemption au prix de marché sur les garanties d'origine mises aux enchères).
- **Simplifier et accélérer les procédures administratives** pour le déploiement de la chaîne d'approvisionnement (stations de recharge).
- **Etre force de proposition au niveau européen sur les dispositions de RED3** pour donner un temps d'avance aux industriels nationaux sur la concurrence européenne et internationale.
- **Assurer la compatibilité du complément de rémunération pour la production hydrogène** avec **1/** les impératifs de sécurisation des investissements en énergie renouvelable en amont et **2/** la capacité du producteur à communiquer sur la qualité de son produit (à toutes fins utiles).
- Encourager le déploiement de la mobilité hydrogène en **maintenant les aides à l'acquisition de véhicules** et en **renforçant les objectifs de renouvellement des flottes publiques et privées** avec des véhicules zéro-émission.
- **Soutenir le maillage des stations de recharge sur les grands axes routiers**, notamment par un allongement des concessions accordées par des exploitants d'autoroutes aux distributeurs de carburants.

Développer les capacités industrielles de la filière hydrogène nationale :

- **Soutenir le développement de « Gigafactories » (d'électrolyseurs, de piles à combustible) avec des aides à l'investissement (dans le cadre de l'IPCEI) pour répondre à la demande nationale et saisir les opportunités à l'export.**
- **Etablir une stratégie nationale pour sécuriser les sous-composants** au niveau national ou européen.
- **Adapter et améliorer la filière de recyclage** des matériaux rares.
- **Soutenir les investissements R&D et l'industrialisation sur les maillons critiques** de la chaîne de valeur (notamment électrolyseur, station de recharge, technologie performante de liquéfaction de l'hydrogène) afin de permettre aux industriels nationaux de maximiser leur part de marché au niveau domestique et d'accélérer leur développement à l'export.
- **Soutenir l'émergence d'une filière nationale de compresseurs.**
- **Soutenir et encourager l'implication des industriels de la filière**, particulièrement les PME, en finançant la participation des experts de la filière aux travaux de normalisation.
- **Introduire un volet normatif dans l'évaluation des projets** et dans l'éligibilité des dépenses.
- **Sensibiliser les acteurs aux problématiques normatives** et aux conséquences des choix normatifs retenus.
- **Soutenir les acteurs français à l'international en mettant en place, dans le cadre d'une coopération avec les pays hôtes, un mécanisme de soutien à des projets d'hydrogène hors UE correspondant aux priorités sectorielles stratégiques de la France et présentant un intérêt mutuel pour la France et le pays hôte.**

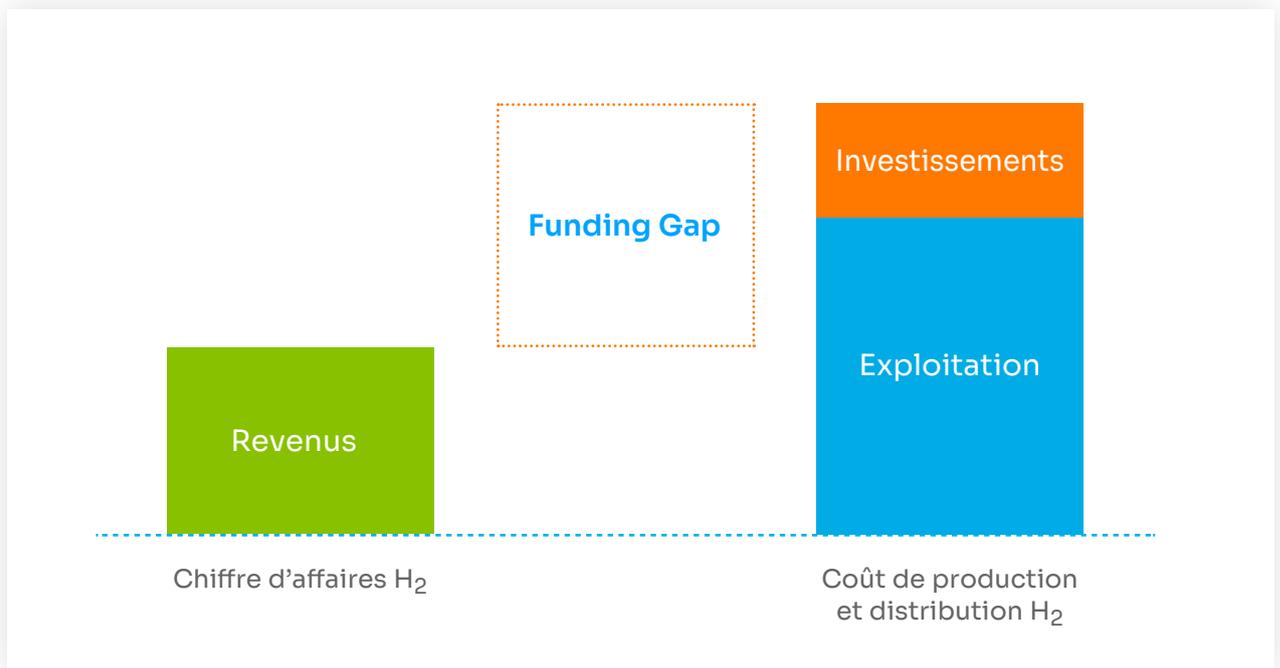
Alimenter en énergie primaire la filière hydrogène :

- **Accélérer le déploiement des énergies renouvelables** afin d'accompagner les nouveaux besoins d'H₂ découlant de la RED3.
- **Reconnaître et faire reconnaître l'intérêt de l'électricité bas-carbone, quelle qu'en soit l'origine, pour produire de l'hydrogène.**
- **Revoir les conditions de conformité de l'électricité renouvelable** pour la production d'hydrogène dans le cadre de RED2/3.
- **Mettre en place un cadre sécurisant l'investissement dans les capacités EnR additionnelles** destinées à la production d'hydrogène.



Annexe 2 Funding gap ou déficit de financement : de quoi parle-t-on ?

- Il représente le soutien nécessaire au déploiement de la chaîne d'approvisionnement en hydrogène bas-carbone et renouvelable pour atteindre un coût acceptable pour ses consommateurs.
- Il correspond à l'écart entre le chiffre d'affaires généré par la filière hydrogène bas-carbone et renouvelable et les coûts nécessaires pour sa production et sa distribution (investissements, énergie, exploitation, maintenance, ...).
- Le chiffre d'affaires est obtenu par le produit des volumes et des prix de l'hydrogène par segment de consommation de l'hydrogène bas-carbone et renouvelable.
- Le coût de production et de distribution rassemble les investissements et les coûts d'exploitation de la chaîne d'approvisionnement de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone.



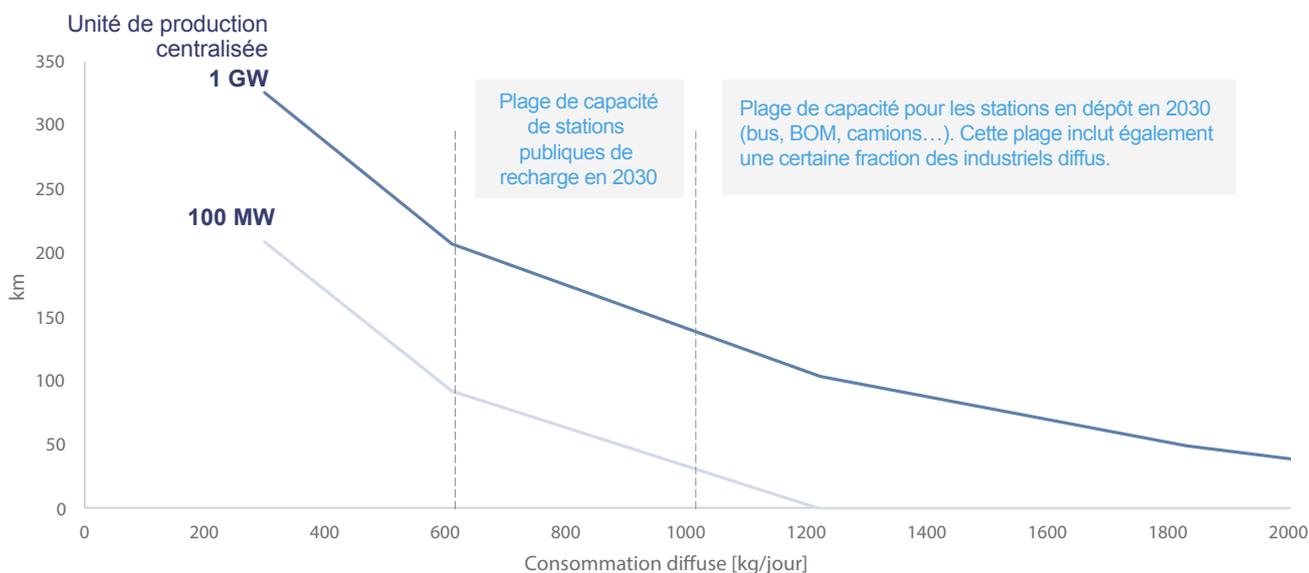
Ces montants n'intègrent pas les investissements complémentaires dans les applications de l'hydrogène pour atteindre l'ambition 2030 :

- Applications amont (ex : investissement EnR)
- Applications aval (ex : conversion de procédés industriels, véhicules hydrogène)
- Industrialisation des capacités manufacturières
- R&D et formation

Annexe 3 Définir une zone d'influence

La « zone d'influence » d'un pôle de production peut être définie comme le périmètre à l'intérieur duquel le coût de production et de distribution de l'hydrogène à partir de ce pôle représenterait l'option d'approvisionnement la plus compétitive pour un consommateur qualifié de « diffus » (flottes de collectivités, consommation industrielle de faible intensité, etc.). La zone d'influence permet ainsi de mettre en lumière les possibilités de mutualisation entre projets. Cependant, la zone d'influence nécessite de prendre en compte plusieurs facteurs : dimensionnement de la production et de la consommation, distances, option d'approvisionnement retenue (canalisation ou par bouteilles, comprimé ou cryogénique).

Distance maximum économiquement acceptable de transport en fonction de la consommation et selon la taille de la source centralisée (100 MW – 1 GW)



Ces estimations considèrent une unité de production d'hydrogène mutualisée entre 100 MW et 1 GW alimentant 10 sites diffus. L'analyse prend comme hypothèse des unités de transport d'une capacité utile de 1 tonne opérant sur un cycle de rotation sur 3 jours.

www.france-hydrogene.org

Contact :

info@france-hydrogene.org

T. +33 (0)1 44 11 10 04

Une étude réalisée avec la participation de :



**Nouveaux Systèmes
Énergétiques**
Comité stratégique de filière

Comité Stratégique
de Filière Automobile

PFA | FILIÈRE
AUTOMOBILE
& MOBILITÉS