

Note de position

Sur le rôle des infrastructures hydrogène

Résumé et recommandations

France Hydrogène salue les propositions du Gouvernement sur le déploiement des infrastructures hydrogène dans la Stratégie française énergie-climat et la Stratégie Hydrogène révisée soumises à consultation. Celles-ci seront centrales pour le développement de la filière, à la fois comme levier d'apport d'une valeur assurantielle et d'une sécurité d'approvisionnement pour les consommateurs, et pour optimiser les apports de la brique hydrogène au système électrique dans le contexte de son évolution rapide d'ici 2030-2035. Si nous sommes pleinement alignés avec le Gouvernement sur l'approche progressive du déploiement de l'infrastructure (intra-hub, puis interconnexion entre hubs, et enfin interconnexions transfrontalières), **il nous semble nécessaire d'investiguer dès 2024 l'intérêt qu'une première phase d'interconnexion entre hubs soit réalisée d'ici 2030**. Dans ce cadre, France Hydrogène formule trois recommandations à destination du Gouvernement et de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) :

- **Prévoir dans la SFEC ainsi que dans la SNH révisée, d'établir un schéma directeur des infrastructures et notamment de fixer dans le volet réglementaire de la PPE un objectif quantitatif de capacités de stockage et leurs interconnexions aux bassins d'ici 2030 (partie 1)**. L'élaboration de cette vision partagée doit permettre d'optimiser les bénéfices du et de garantir le bon dimensionnement des infrastructures. Plus généralement, c'est sur la base de cette visibilité qu'il sera possible d'identifier les modèles pertinents de régulation et financement de ces infrastructures.
- **Co-construire en 2024, avec RTE et la filière hydrogène, des offres de flexibilité adaptées aux conditions économiques spécifiques de la production d'hydrogène (partie 2.1)**.
- Lancer en 2024 un prolongement des études conjointes de GRTgaz et RTE – en lien avec France Hydrogène et les associations représentatives des filières EnR – sur l'optimisation du couplage entre infrastructures électrique et hydrogène, sur des horizons de temps plus proches. **Ce travail de planification territoriale doit permettre d'identifier de quelle manière et « où » la brique électrolyse peut contribuer à prévenir le goulet d'étranglement infrastructurel rencontré pour le raccordement des électrolyseurs et des énergies renouvelables électriques**, à l'heure où les filières anticipent un stade critique dans les prochaines années (partie 2.2).

NB : cette note se focalise principalement sur l'intérêt des interconnexions entre hubs et cavités de stockage. Peu abordé ici, le rôle des infrastructures intra zones de consommation centralisées et semi-centralisées n'en constitue pas moins le cœur de la 1^{ère} phase, comme souligné par le Gouvernement.

1. L'infrastructure envisagée

L'élaboration dès 2024 d'un premier schéma directeur partagé sur l'infrastructure hydrogène doit particulièrement :

- **Permettre aux projets localisés dans les hubs (centralisés et semi-centralisés) et qui se lancent actuellement, d'intégrer dans leur BP la possibilité d'optimisation offerte par les infrastructures de stockage**, en ayant une visibilité d'une part sur la disponibilité de l'infrastructure (et à quel horizon temporel), d'autre part sur les conditions tarifaires d'accès.
- **Maîtriser les risques d'actifs échoués et/ou de sous-utilisation de l'infrastructure**, en modélisant les flux d'hydrogène sur la base de la vision (territorialisée et « temporalisée ») de la production et consommation d'hydrogène décarboné en France, selon les modes de fonctionnement des électrolyseurs envisagés par les acteurs de la filière (a minima sur la 1^{ère} phase de déploiement : facteur de charge élevé mais pouvant osciller entre 6000 et 8000 heures selon les stratégies des porteurs et conditions de rémunération des flexibilités), en intégrant les développements de production et de consommation post-2030 ainsi qu'éventuellement certains flux d'imports¹. C'est sur cette base partagée de compréhension des enjeux technico-économiques que la France pourra réaliser un déploiement optimal de l'infrastructure hydrogène.
- **S'appuyer sur toutes les infrastructures existantes (gaz et pétrole) et les zones de servitude attachées afin de maîtriser les coûts.** A court terme des tracés de canalisations pétrolières existantes pourraient en effet accueillir de nouvelles canalisations hydrogène (à moindre coût donc) pour relier l'offre et la demande. A différents horizons (selon l'utilisation de « l'infrastructure fossile »), des canalisations pétrolières pourront également être converties à l'hydrogène. La réutilisation pour de nouveaux usages de ces « canalisations fossiles » existantes peut être soumise à concurrence, notamment entre l'infrastructure CO₂ et H₂ : le cas échéant, les arbitrages devront être réalisés en tenant compte de la maturité des différentes technologies, comme mentionné par le Haut Conseil pour le Climat dans son avis sur la stratégie CCUS française².



Les gestionnaires d'infrastructures estiment être en mesure de mettre en service d'ici 2030 de 0,9 à 1,1 TWh

H₂ de capacités de stockage dans les Landes, Manosque et Etrez, et un réseau interconnectant ces stockages et hubs hydrogène, en se basant notamment (mais pas seulement) sur les projets listés à date par l'ENTSOG.

¹ Suite à la réalisation d'une première note sur les imports, France Hydrogène travaille à un approfondissement du sujet spécifiquement pour les flux intra-européens.

² [Avis du Haut Conseil pour le Climat](#), novembre 2023

Concernant l'infrastructure de transport d'hydrogène, ce qui est envisagé à 2030 permet bien un niveau de connexion suffisant des actifs de stockage d'hydrogène mentionnés, avec des hubs, pour valoriser l'ensemble du potentiel :

- Pour Manosque, la connexion locale avec la zone de Fos (HYnframed) est prévue pour 2030.
- Pour Etrez, l'interconnexion visée à terme repose sur la canalisation HY-FEN, qui permettra notamment de manière directe une connexion avec la vallée de la chimie rhodanienne et Fos, avec la plateforme de Chalampé via le croisement avec RHYn (dont la mise en service est prévue avant 2030), et avec le bassin lorrain via entre autres le croisement avec MosaHyc (dont la mise en service est prévue en 2027). Si l'ensemble du tracé HY-FEN devrait être disponible à horizon 2030, la mise en service de premiers tronçons avant 2030 permettrait de connecter Etrez à une partie de ces hubs.
- Dans la zone sud-ouest, la réalisation de l'infrastructure HySoW doit permettre de valoriser les importantes capacités de stockage locales d'ici 2030 également, d'abord par un axe nord-sud connectant le Grand Port Maritime de Bordeaux au site de stockage dans les Landes et au bassin de Lacq, puis avec un axe est-ouest, reliant le site de stockage à Toulouse, puis à Port-La Nouvelle et Fos.

L'alignement dès 2024 des vues avec les pouvoirs publics sur l'infrastructure à 2030, y compris sur la réalisation de premiers tronçons interconnectant des hubs entre eux, sera indispensable pour que les projets de production d'hydrogène décarboné puissent d'emblée être conçus en tenant compte, le cas échéant, des leviers décrits dans la partie 2. Cela doit également permettre d'identifier les mesures législatives ou réglementaires de facilitation nécessaires à la réalisation de ce plan infrastructurel dans des délais contraints.

2. Apports de l'infrastructure hydrogène au système électrique

Comme pour toute infrastructure énergétique, les actifs de stockage et de transport d'hydrogène peuvent être un levier important de *dérisquage* et de sécurisation pour les consommateurs / porteurs de projets d'utilisation de la molécule car doivent permettre de garantir un approvisionnement sûr et constant en hydrogène. Cela doit ainsi notamment faciliter la prise de décision d'investissements lourds dans des actifs d'utilisation et transformation de l'hydrogène décarboné.

Si la filière hydrogène française présente la particularité d'être moins dépendante à court terme du déploiement de l'infrastructure hydrogène que ses voisins européens, grâce à la possibilité de faire fonctionner les électrolyseurs avec un facteur de charge élevé assurant un approvisionnement stable pour les industries transformatrices en aval, il n'en demeure pas moins un intérêt fort à préparer maintenant le déploiement synchrone de cette infrastructure compte tenu notamment des enjeux du système électrique à l'horizon 2030-2035.

Au-delà du développement de l'infrastructure intra-hubs sur laquelle le Gouvernement se positionne dans la SFEC soumise à consultation, **investiguer dès 2024 l'intérêt de réaliser d'ici 2030 une première phase d'interconnexion entre hubs et aux stockages d'ici 2030 est essentiel pour que les opérateurs et le régulateur définissent le cadre des décisions d'investissements et que la filière hydrogène puisse maximiser les services apportés au système électrique en concevant ses projets en adéquation avec l'infrastructure prévisionnelle.**

2.1. Un levier de flexibilités

Alors que RTE rappelle dans son BP 2035 que l'équilibrage du réseau électrique sera aussi nécessaire à cet horizon que le déploiement de nouvelles capacités électriques décarbonées, qu'il y aura en conséquence un besoin d'environ 6,5 à 9,5GW de capacités d'effacement et de modulation des consommations, et qu'est fixé un objectif de déploiement de 6,5GW de capacités domestiques d'électrolyse, **les électrolyseurs peuvent devenir un vecteur de « flexibilité de la demande »** (conditions de réussite technologiques à investiguer plus profondément avec la filière au premier semestre 2024). La valeur système et marginale (i.e au niveau des électrolyseurs) de ce fonctionnement flexible est d'ailleurs désormais objectivée par RTE (BP 2035), qui estime que ce mode permettrait d'obtenir un gain net de 0,5 à 0,9€ sur le coût du kilo d'hydrogène produit, sous certaines conditions (potentiellement maximalistes) qui doivent être prochainement précisées avec la publication du volet Hydrogène du BP 2035. maximalistes de réduction du facteur de charge. A minima pour la première phase de déploiement, les acteurs industriels évaluent plutôt la possibilité d'un mode de fonctionnement que l'on pourrait qualifier de « semi-flexible » (par rapport au « flexible » de RTE), i.e une réduction raisonnée du facteur de charge (fourchette basse autour de 6000h/an de fonctionnement) et qui ne constituerait en aucun cas une perte de l'avantage comparatif lié à notre mix électrique décarboné : d'une part car le facteur de charge moyen resterait bien supérieur à la moyenne européenne, mais aussi et surtout parce qu'il s'agirait d'un « facteur de charge contrôlé », i.e que la baisse vient d'un arbitrage économique rationnel, et non subi comme dans les autres Etats européens bridé par le temps de fonctionnement des parcs éoliens et/ou photovoltaïques. C'est dans cette perspective d'une convergence entre services système et gains de compétitivité que la filière hydrogène a notamment proposé un renforcement et une adaptation de la valorisation des flexibilités dans les critères de notation hors-prix du mécanisme de soutien à la production d'hydrogène décarboné (ici).

La possibilité d'opérer en mode *semi-flexible* est néanmoins conditionnée dans certains cas par la connexion des électrolyseurs et des sites de consommation à des actifs de stockage souterrains d'hydrogène. **Le nombre de sites concernés par cette possibilité, et donc la capacité totale d'électrolyse qui pourra rendre des services majeurs au système électrique, est ainsi directement corrélée à la vision qui sera impulsée par le Gouvernement et le régulateur pour mettre en service des capacités de stockage souterrains et de réaliser une première connexion avec des hubs d'ici 2030, complétés sans doute pour certains tronçons sur la période 2031-2033.**

C'est parce que la possibilité du fonctionnement en mode flexible concernera des capacités importantes d'électrolyse, situées à la fois sur des projets centralisés et semi-centralisés, que l'on pourra lancer un travail de fond indispensable à l'activation de ce potentiel : **la définition d'offres de flexibilité adaptées aux possibilités des électrolyseurs**. A ce titre, **la filière appelle le Gouvernement à lancer ce travail en 2024 de manière concertée avec le régulateur, les gestionnaires de réseaux de transport (d'électricité et d'hydrogène), les opérateurs de stockage, et France Hydrogène**.

Alors que la filière hydrogène est marquée par un écart temporel important entre les projets annoncés et les décisions finales d'investissement, la possibilité d'intégrer à partir de 2024 la brique valorisation flexibilités (y compris en cours de vie du projet) dans les *business models* des parties prenantes, revêt une importance majeure.

2.2. « Débloquer » des gisements EnR en prévenant le goulet d'étranglement sur l'infrastructure d'injection électrique

Alors qu'un bouclage électrique tendu est anticipé à horizons 2030 et 2035, la filière hydrogène travaille à des configurations de connexion devant permettre de faciliter le déploiement de nouvelles capacités de production d'électricité renouvelable. Les pistes actuellement explorées sont largement liées d'un point de vue territorial au passage d'infrastructures de transport d'hydrogène.

Il apparaît que l'un des freins majeurs à l'accélération du déploiement des énergies renouvelables électriques vient de la capacité de raccordement de ces nouvelles capacités. Les filières d'énergies renouvelables électriques constatent d'ores-et-déjà des problèmes sur le raccordement qui viennent freiner le déploiement des EnRe, et surtout anticipent une augmentation très forte de ce problème dans les années à venir. La réalisation des objectifs français de déploiement d'EnRe semble mise à risque par ce facteur infrastructurel, qui semble par ailleurs brider en amont les valeurs de ces objectifs (les filières EnR évaluant des capacités de développement supérieures à 2030). **Dans ce cadre, France Hydrogène investigate les configurations de raccordement potentielles dans lesquelles la brique électrolyse pourrait servir à « contourner », prévenir le goulet d'étranglement infrastructurel bloquant pour la réalisation de nos objectifs de déploiement d'EnRe.**

Il apparaît clairement que le modèle de connexion directe en « *offgrid total* » (i.e que l'électrolyseur n'est connecté qu'à l'actif EnR) n'est pas viable aujourd'hui en France, et il constituerait par ailleurs une forme de renoncement à l'avantage comparatif de notre facteur de charge (lié au mix électrique décarboné). En revanche, **un modèle de connexion directe entre un actif EnR (qui n'injecte pas sur le réseau électrique) et un électrolyseur qui serait connecté au réseau pour recevoir un complément par soutirage lorsque les actifs EnR ne fonctionnent pas, serait viable économiquement et apporterait des bénéfices infrastructurels importants au système**. En effet, dans les zones de déploiement EnRe, on constate un goulet d'étranglement sur les « infrastructures d'injection », mais il n'est pas rare de disposer localement de puissance résiduelle sur les « infrastructures de soutirage ».

Ces réflexions préliminaires sur le potentiel de cette configuration mènent bien sûr à un besoin accru de planification territoriale :

- Où cette congestion sur l'injection apparaît-elle la plus importante, aujourd'hui ou de manière anticipée ?
- Ces zones « problématiques » disposent-elles de marges de puissance pour le soutirage ?

- **Le cas échéant, est-ce que ces zones « croisent » la future infrastructure prévisionnelle de transport et stockage d'hydrogène et/ou une proximité avec les territoires industriels identifiés comme propices pour la filière hydrogène ?**

Dans ce cadre il serait nécessaire que GRTgaz et RTE – en lien avec France Hydrogène et les associations représentatives des filières EnR – prolongent rapidement leur étude par des analyses locales, adressant des horizons de temps plus proches.

Une possibilité alternative ou complémentaire à ces travaux serait d'identifier où sont anticipés les futurs grands nœuds de congestion sur le réseau électrique, et d'étudier la pertinence de localiser des électrolyseurs un peu en amont de ces nœuds. Nous serions ici sur une connexion réseau (pas de connexion directe à un actif EnR) mais stratégiquement positionnée, et devant permettre d'être plus efficaces dans le déploiement des EnR sur ladite zone. **Le croisement avec les localisations de besoins ou passage d'infrastructures hydrogène serait là aussi nécessaire.** Dans les deux cas, le travail d'objectivation des potentiels bénéfiques système, territorialisés, est intrinsèquement lié au « croisement » avec une infrastructure de transport d'hydrogène (qui, en l'espèce, serait une canalisation « inter-hubs »).

Ces difficultés sur le bouclage et l'équilibrage électrique sont anticipées dès 2030, soit demain dans les temporalités de l'énergie et de l'industrie. La filière hydrogène, en s'appuyant sur le maillage infrastructurel raisonné présenté dans la partie 1, doit être en mesure de contribuer à répondre à ces défis. Le soutien du Gouvernement à cette vision sera précieux pour construire les outils réglementaires et financiers nécessaires à la réalisation de ce potentiel.