DECLYC



Les résultats des études conduites dans le cadre du programme Zones Industrielles Bas Carbone (ZIBaC) sont avant tout le reflet de la vision du collectif d'industriels. Ces trajectoires apportent une contribution structurante à l'élaboration des stratégies nationales de décarbonation, mais ne représentent pas une vision établie de ces stratégies.

Le projet DECLYC a pour objectifs de définir des stratégies de décarbonation pour réduire les émissions de CO_2 et l'empreinte environnementale de la Vallée de la Chimie et des territoires limitrophes, de définir les modalités de gouvernance des solutions mutualisées susceptibles d'émerger et ainsi de maintenir la compétitivité et la pérennité des sites industriels et R&D.

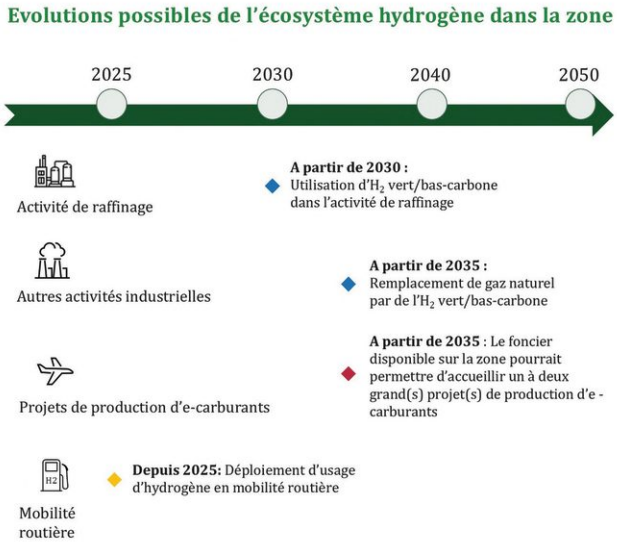
Lot n°3
Hydrogène

Contexte et objectif

Le lot hydrogène présente un caractère stratégique en raison des consommateurs d'hydrogène fossile existants et du potentiel de décarbonation offert par l'hydrogène décarboné sur le territoire de la Vallée de la Chimie.

En effet, le territoire intègre des consommateurs industriels historiques d'hydrogène, représentant des volumes significatifs à l'échelle de la zone, par exemple des usages pétrochimiques, dans lesquels l'hydrogène est utilisé pour divers procédés, notamment à des fins de désulfuration des produits soufrés.

L'ambition de l'étude est d'identifier les configurations optimales d'utilisation d'hydrogène propre dans le but de décarboner les activités industrielles de la Vallée de la Chimie, en analysant les conditions de mise en œuvre d'un écosystème hydrogène couvrant la totalité de la chaîne de valeur (de la production d'hydrogène à son utilisation finale) et pouvant s'intégrer dans le réseau national d'infrastructures hydrogène.



Méthodologie

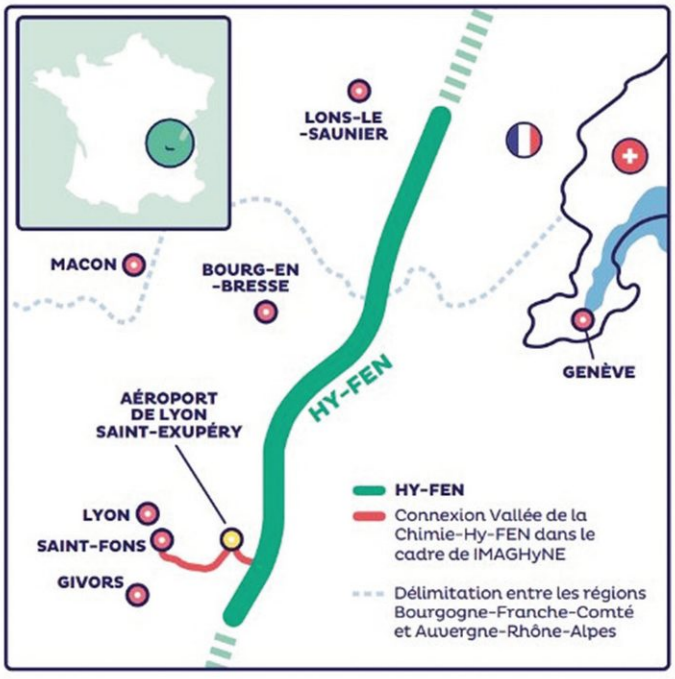
L'étude a mis en œuvre une démarche commune et concertée pour analyser les besoins et les synergies potentielles, et a proposé une planification des infrastructures hydrogène correspondant aux scénarios de décarbonation à moyen et long terme.

Le marché est le lieu de rencontre entre l'offre et la demande.

Dans ce sens, l'étude a tout d'abord caractérisé la demande actuelle et projeté la demande future en hydrogène décarboné, puis analysé les différentes options d'approvisionnement pour y répondre.

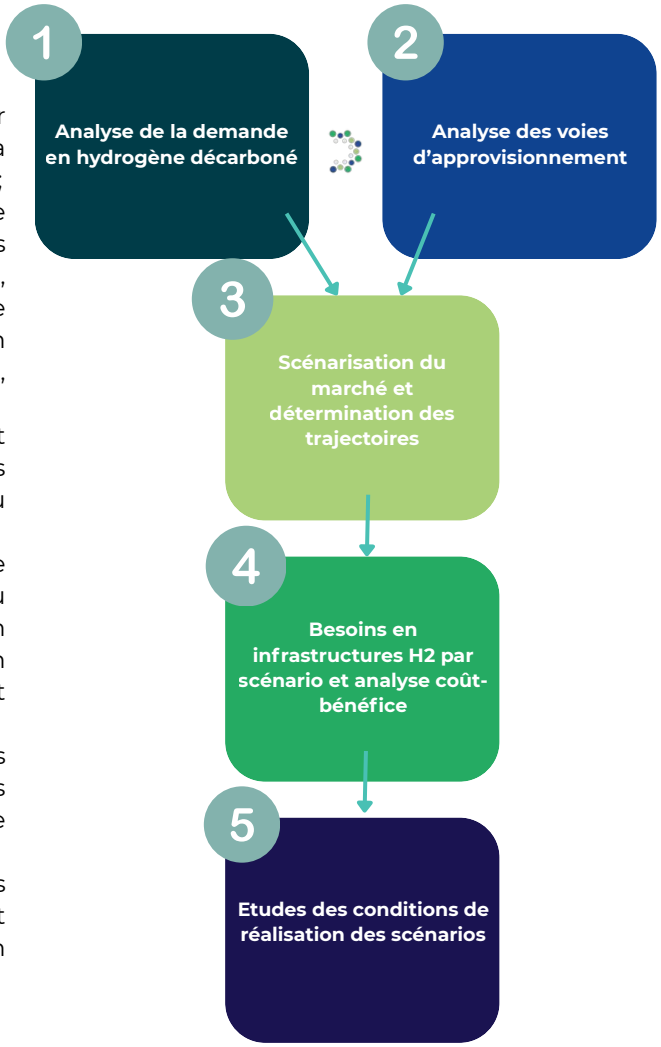
Trois scénarios d'approvisionnements ont été étudiés : production locale, importations issues de la péninsule ibérique, mix des deux. Cette première étape a permis de délimiter le marché potentiel et de définir différents scénarios de marché à partir desquels les besoins en infrastructures de transport par pipeline et de stockage ont été étudiés. Une analyse coûts-bénéfices a ensuite été menée pour déterminer la pertinence d'investir dans des infrastructures hydrogène et identifier les configurations optimales.

Enfin, des analyses complémentaires ont été proposées concernant la valorisation des coproduits de l'électrolyse (chaleur, oxygène), et un plan de déploiement d'une connexion par pipeline entre la vallée de la chimie et la dorsale HY-FEN (Couloir H_2 du Sud au Nord de la France, projet mené par NaTran) a été établi.



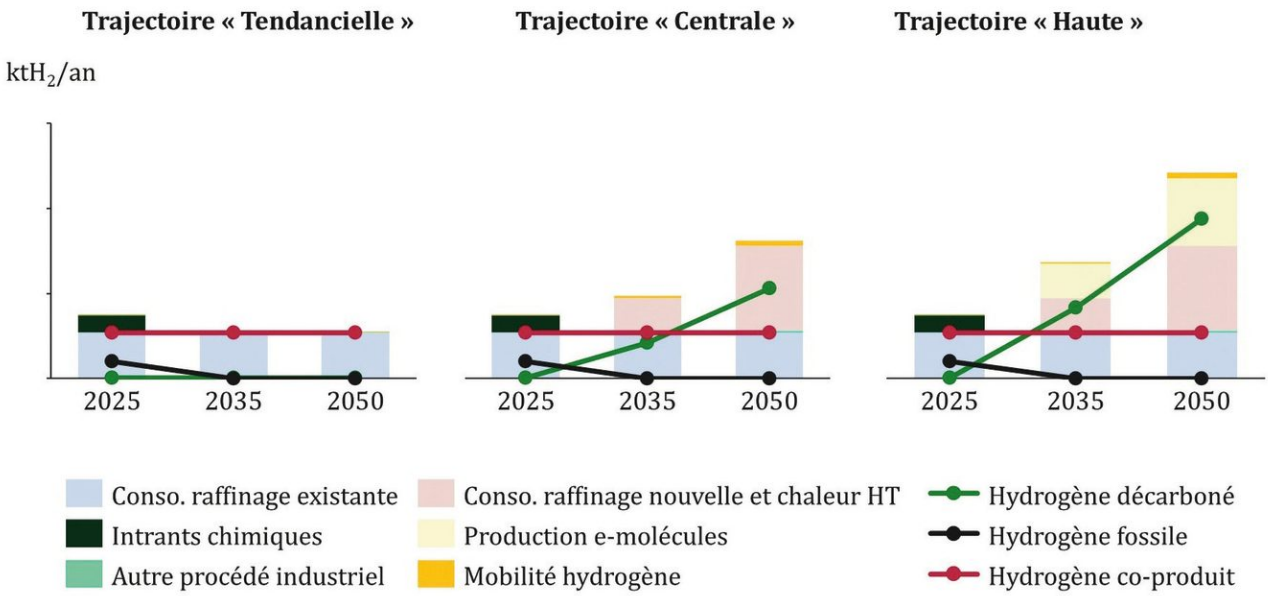
Etapes Clés

Les principales étapes de l'étude sont résumées ci-dessous :
1) Analyse de la demande : déterminer le besoin en hydrogène pour les usages industriels et de mobilité au niveau de la Vallée de la Chimie, d'ici à 2050, en interaction avec les acteurs clés du territoire ;
2) Analyse de l'offre : recenser les projets de production d'hydrogène décarboné connus et analyser l'adéquation des différents modes d'approvisionnements possibles pour répondre à la demande, notamment le potentiel de production supplémentaire d'hydrogène et de ses dérivés dans la vallée de la chimie en considérant les différentes contraintes locales (ex : électricité, eau, CO_2 biogénique, foncier, ...) ;
3) Scénarisation : Déterminer le marché résultant (croisement offre/demande), et construire les différentes trajectoires d'approvisionnement sur la vallée de la Chimie pour répondre au marché ;
4) Mise en évidence des besoins en infrastructures de transport, de distribution et de stockage pour permettre le développement du marché et la réalisation des différents scénarios identifiés, en comparant les configurations optimales d'approvisionnement en hydrogène selon des critères techniques, économiques et environnementaux ;
5) Etude des conditions de leur réalisation pour connecter les hubs de production et de consommation et le dimensionnement de ces infrastructures vis-à-vis des différents scénarios de production et de demande.
Enfin, les opportunités de valorisation sur le territoire des coproduits d'électrolyse, comme l'oxygène et la chaleur, ainsi que leur impact potentiel sur le modèle économique des projets de production d'hydrogène électrolytique ont été évaluées.



Résultats

Trajectoires de consommation d'hydrogène envisagées



L'hydrogène décarboné apparait comme un levier de décarbonation significatif pour les industries pétrochimiques du territoire et affiche des relais de croissance potentiels pour le territoire, notamment dans la production d'e-molécules et la décarbonation de chaleur haute température. En outre, le déploiement d'électrolyseurs apporte des solutions d'équilibrage et de réduction des coûts de gestion du système électrique, qui pourraient apporter des revenus supplémentaires et réduire in fine le prix de la molécule pour les consommateurs.

La demande en hydrogène décarboné sur la vallée de la Chimie a été évaluée à travers deux trajectoires : une trajectoire centrale, portée par de la demande industrielle, et une trajectoire haute, dans laquelle des volumes additionnels pour la production d'e-carburants sont considérés. Cette demande est estimée entre 20 et 40 ktH_2/an d'ici 2035, puis pourrait croître jusqu'à ~90 ktH_2/an d'ici 2050, dans le cas de la mise en place d'un projet de production d'e-carburants.
Cette demande est ainsi principalement portée par l'activité de raffinage et dans une moindre mesure la décarbonation de la chaleur pour des applications à haute température dans la trajectoire centrale.
Le territoire dispose en outre d'atouts (disponibilité du foncier, volumes de CO2 biogéniques) pour la mise en place d'un projet hypothétique de production d'e-carburants, qui est inscrit dans la trajectoire haute. La réalisation d'un tel projet pourrait conduire à 40 kt/an d'H2 supplémentaire à horizon 2050 par rapport à la trajectoire centrale.

Comparaison des trois configurations d'approvisionnement pour répondre à la trajectoire centrale de demande, selon des indicateurs calculés et moyennés sur la période 2030-2050

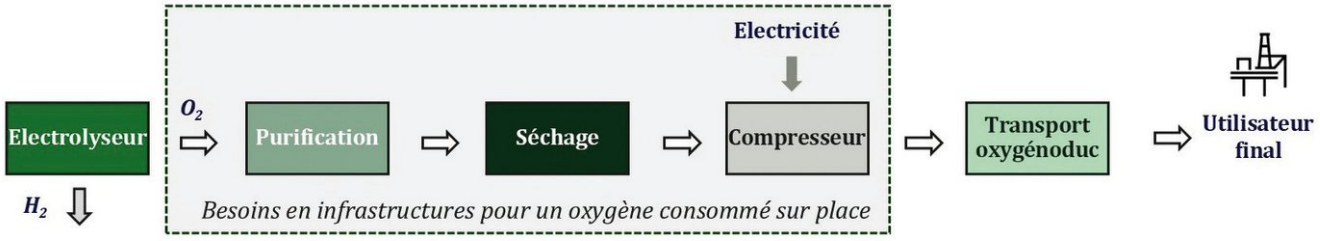
	Scénario Production locale	Scénario Mix	Scénario Import
Atteinte de la trajectoire de demande *% de la trajectoire atteint*	72% - 100%	100%	65% - 95%
Tonnes de CO_2 évitées *En $MtCO_2$, sur la période 2025 - 2050*	3,4 – 5,3 Mt	3,4 - 7,2 Mt	3,1 – 6,9 Mt
Compétitivité économique *Prix moyen de l'hydrogène consommé*	5,45 €/kg	5,25 €/kg	4,70 €/kg
Coût d'abattement du CO_2 *En €/tCO_2 évitées*	770 €/t	617 €/t	676 €/t
Investissement direct à mobiliser *CapEx à engager pour concrétiser le scénario*	435 - 890 M€	175 - 850 M€	~ 35 M€
Sécurité de l'approvisionnement			
Minimisation du stress sur les ressources *Eau, foncier, électricité*			

- compétitif ⟷ + compétitif

Scénario à priori préférentiel

Pour répondre à cette demande croissante, le territoire pourrait s'appuyer sur plusieurs leviers d'approvisionnement : production locale, importation ou mix des deux. Le projet OphelHy porté par Hynamics (anciennement nommé HyDom), avec son électrolyseur de 80 MW, pourrait constituer la première étape d'une production locale décarbonée. Une production locale supplémentaire dépendra de la capacité à mobiliser de nouveaux investissements et à valoriser le foncier disponible. À partir de 2032, l'offre pourrait être complétée par de l'hydrogène importé via le pipeline HY-FEN et une connexion dédiée à la vallée de la chimie, ce qui pourrait permettre d'accéder à une offre en provenance de la péninsule Ibérique, et à un hydrogène à priori 0,5 à 1 €/kg moins cher que celui produit localement.
L'analyse menée dans cette étude montre qu'un scénario d'approvisionnement mixte, associant production locale à court terme et importations une fois les connexions au réseau de transport national établies, constitue une configuration attractive. Il maximise la sécurité d'approvisionnement, offre un coût d'approvisionnement « relativement » attractif et permet de maximiser la réduction des émissions de CO_2 dans le temps. Il suppose toutefois une coordination étroite entre les acteurs publics et privés, ainsi qu'une planification rigoureuse des investissements dans les infrastructures de production, de transport et de stockage.
Les infrastructures hydrogène (pipelines et stockage) génèrent deux types de bénéfices économiques : réduction du coût d'approvisionnement en H_2 décarboné pour les consommateurs locaux (jusqu'à 280 M€ d'ici 2050 dans la trajectoire haute de demande) et génération potentielle de revenus supplémentaires pour des producteurs d'hydrogène locaux liés à la participation des électrolyseurs à l'équilibrage du système électrique.
Le recours à l'hydrogène décarboné permettrait en outre de réduire la pénalité carbone pour les secteurs soumis à l'EU ETS.

Le potentiel de valorisation de co-produits d'électrolyse reste faible ou incertain. Un oxygène coproduit pourrait être compétitif jusqu'à 50 km (pipeline) avec les méthodes de production d'O_2 conventionnelles, mais il existe peu d'usages régionaux actuels en quantités importantes (supérieures à 10 kt/an) dans ce rayon. Un potentiel de valorisation de la chaleur est significatif (environ 300 GWhth/an à l'horizon 2040), mais celle-ci est de basse température. L'usage le plus prometteur est l'injection dans un réseau de chaleur et la valorisation et intégration restent à étudier plus précisément.



Perspectives

Plusieurs travaux d'approfondissement pourraient être menés pour (1) remettre en perspective le choix de l'hydrogène au sein des solutions possibles pour un usage donné (ex : décarbonation de la chaleur), (2) analyser comment les mécanismes incitatifs et les règlementations européennes ou nationales influencent le choix des technologies et les marchés, et (3) identifier comment faire passer le surcoût (green premium) des solutions de décarbonation le long de la chaîne de valeur pour l'acteur qui la déploie, et remettre en perspective les équilibres économiques notamment pour la raffinage. En outre, il pourrait être intéressant (4) d'articuler le projet de déploiement d'un écosystème local d'hydrogène bas carbone avec les dynamiques régionales et avec Fos-sur-Mer, et (5) d'étudier le potentiel de valorisation de chaleur fatale des électrolyseurs dans un réseau de chaleur.

Pilote

Co Pilote

Co-financeurs

Bureau d'étude

Contacts & plus d'infos

declyc@axelera.org
https://www.axelera.org/fr/pages/declyc