



HYGREEN

PRODUCTION D'HYDROGÈNE RENOUVELABLE ET BAS-CARBONE POUR LA DÉCARBONATION DE LA RÉGION SUD

**Débat public Fos-Berre-Provence
Dossier du maître d'ouvrage**



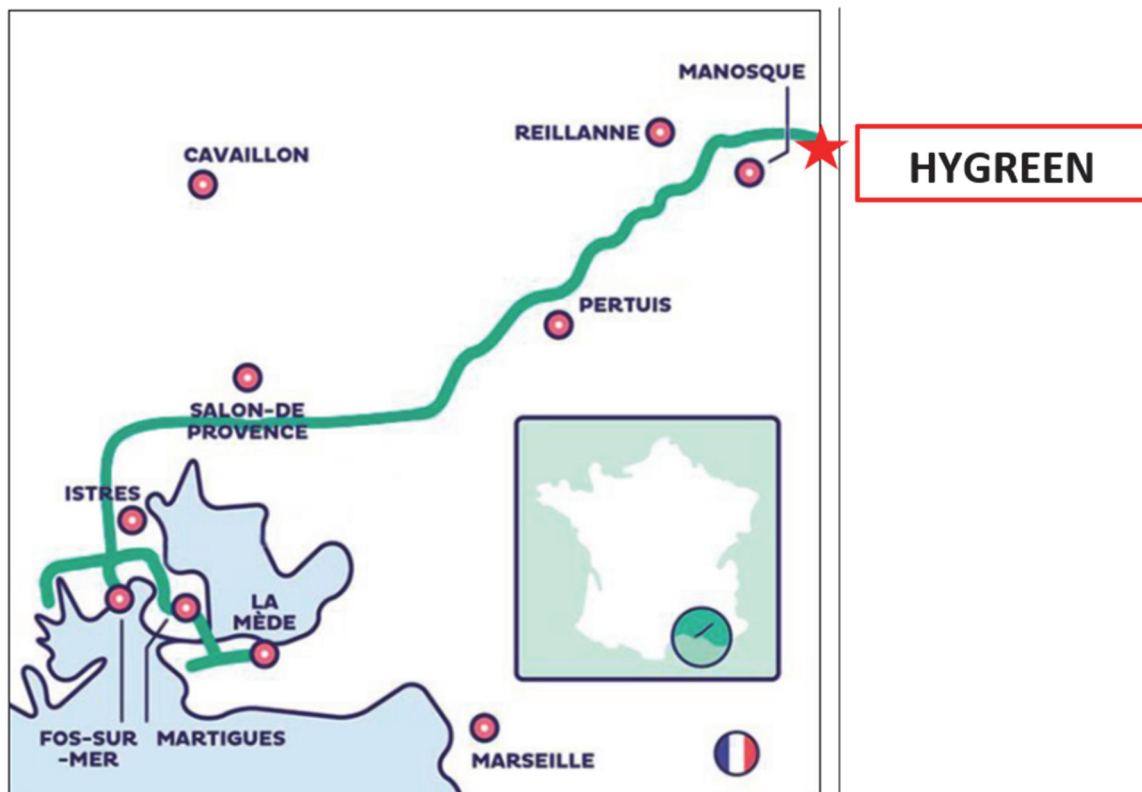
Le projet en bref

Le projet HyGreen développé par ENGIE consiste à **concevoir, construire et exploiter une usine de production d'hydrogène renouvelable et bas carbone** qui serait équipée d'un ensemble d'électrolyseurs d'une capacité totale de 240 MW. Cette usine serait développée sur une parcelle de terrain de 17 hectares et associée à des panneaux photovoltaïques couvrant 6 hectares d'une parcelle contiguë. Ces parcelles se situent sur la **commune de Villeneuve**, elle-même située dans le val de Durance à proximité de Manosque, dans le département des Alpes-de-Haute-Provence. La mise en service interviendrait en 2031.

L'hydrogène serait produit grâce à l'**électrolyse de l'eau** : sous l'action de l'électricité, bas carbone ou renouvelable, l'eau est décomposée en oxygène et en hydrogène. HyGreen vise à produire jusqu'à 100 tonnes d'hydrogène par jour et 30 000 tonnes d'hydrogène par an pour alimenter de manière décarbonée les usages industriels (acier, chimie, raffinerie...) ainsi que la mobilité lourde (les cargos, les poids-lourds routiers, les trains, les engins de chantier, etc.).

Par sa **connexion au projet de transport d'hydrogène par canalisation** piloté par NaTran (nouveau nom de GRTgaz), ENGIE serait relié au site de stockage d'hydrogène en cavités salines à Manosque (projet GeoH2 piloté par Géométhane) et pourrait alimenter le pôle industriel de Fos-sur-Mer et de l'étang de Berre, situé à environ 130 kilomètres au sud, dans les Bouches-du-Rhône. Plus largement, HyGreen serait intégré à H2med, projet de réseau de transport d'hydrogène par canalisations destiné à relier le Portugal, l'Espagne et la France aux pays consommateurs du centre du continent, d'où la dimension européenne du projet.

La carte ci-dessous permet de situer le projet HyGreen au niveau régional, le tracé vert figurant le projet de transport d'hydrogène par canalisation piloté par NaTran.



Contexte géographique du projet HyGreen



prévisionnel du projet HyGreen

ENGIE prévoit de consacrer au moins 80 MW d'électrolyse (soit un tiers de la capacité totale du projet) aux **services d'équilibrage et de flexibilité pour les secteurs de l'hydrogène et de l'électricité** (ce dimensionnement sera à confirmer dans le cadre des études à venir). Il s'agirait de l'un des premiers exemples de cette ampleur au niveau de l'Union européenne, venant soutenir la transition vers un système énergétique entièrement décarboné.

En effet, l'introduction des énergies renouvelables dans le mix énergétique* européen provoque des tensions sur le réseau de transport d'électricité du fait de leur intermittence : un système de consommation flexible comme celui que HyGreen pourrait proposer permettrait de rendre des services d'équilibrage au réseau électrique.

Le fonctionnement des installations requiert **la construction d'une liaison de connexion au réseau public de transport d'électricité**, dont le gestionnaire est RTE. La connexion électrique pour répondre à la demande de fonctionnement du projet a été étudiée avec le gestionnaire et se ferait au niveau de tension 225 000 volts. Une première proposition de connexion a été faite par RTE à ENGIE prenant en compte les contraintes du réseau. Le contrat validant la proposition technique et financière devrait être signé en 2025.

ENGIE a pour objectif de **maximiser la part d'électricité renouvelable disponible sur le réseau pour alimenter le projet HyGreen**, et par voie de conséquence de maximiser la part de l'hydrogène dit renouvelable dans sa production. Cependant, la taille de l'installation nécessiterait une grande quantité d'énergie que ne peut pas fournir en totalité le potentiel d'électricité renouvelable : le site serait donc également alimenté par l'électricité du parc de production français (le mix électrique* français étant essentiellement d'origine nucléaire et renouvelable). En plus de 6 hectares du site consacrés à la production d'énergie renouvelable grâce à l'installation sur le site de panneaux solaires, l'électricité destinée à la production d'hydrogène serait fournie via le réseau électrique. Des simulations de contrats de fourniture d'énergies de type contrats d'achat de long terme (en anglais, « *power purchase agreements* » - PPA) ont été menées afin d'associer la production d'hydrogène

avec des champs de production éolien et photovoltaïque d'autres régions. Il est estimé aujourd'hui que 31 % de l'électricité viendrait directement du réseau quand 43 % viendrait de la production d'éoliennes et 26 % de champs photovoltaïques.

L'hydrogène produit par le projet HyGreen relèverait majoritairement des « carburants renouvelables d'origine non biologique » (en anglais « Renewable fuels of non-biological origin » - RFNBO) selon la définition fixée par la Commission européenne, qui indique les conditions dans lesquelles l'hydrogène ou les carburants de synthèse peuvent être considérés comme « renouvelables » ou « bas carbone ». En effet, en contractualisant de la fourniture d'énergie renouvelable et grâce au profil bas carbone de l'infrastructure de transport d'électricité ainsi qu'à une réglementation européenne favorable, la part d'hydrogène RFNBO serait supérieure à 80 % et pourrait aller jusqu'à 95 % annuellement.

Les études de préfaisabilité ont été terminées en 2024 et ENGIE prévoit de mener les études de faisabilité et les études d'ingénierie de conception (FEED) en 2025 et 2026. En parallèle, ENGIE prévoit de sécuriser le foncier et de mener les études nécessaires pour l'instruction des dossiers réglementaires (Permis de Construire et Demande d'autorisation d'Exploiter) ainsi que pour l'instruction des dossiers réglementaires (Permis de Construire et Demande d'Autorisation d'Exploiter).

Historique de la démarche territoriale et de l'évolution du projet

Lancé en 2017, le projet HyGreen, initialement nommé HyGreen Provence, visait initialement à produire massivement de l'hydrogène renouvelable à partir de l'énergie solaire. Sa réalisation était prévue en deux phases : une capacité de production d'hydrogène de 300 MW dans une première phase, puis une capacité supplémentaire de 100 MW pour atteindre 400 MW dans une deuxième phase.

Des études de faisabilité technique et économique ont depuis été réalisées, en partenariat avec des instituts de recherche et des industriels, réunissant de nombreux partenaires publics et privés pour soutenir son développement.

En 2021, l'initiative a bénéficié d'un soutien public grâce au plan national pour l'hydrogène, confirmant l'ambition de la France de devenir un leader européen dans ce domaine. Le projet a alors été identifié comme un projet stratégique. Il a toutefois évolué au fil des années pour s'adapter aux enjeux environnementaux, sociaux et réglementaires.

Ainsi, le modèle initial reposant exclusivement sur une connexion directe avec des centrales solaires locales a été revu après deux ans de concertation publique, sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public. Ces échanges ont mis au jour des attentes fortes en matière de protection des paysages et de maintien de la biodiversité. À ce titre, Durance Luberon Verdon Agglomération (DLVA) a accompagné les communes et les opérateurs pour cadrer plus efficacement le développement des parcs en milieu naturel.

Aujourd'hui, le projet ne repose plus uniquement sur la production photovoltaïque locale, dont l'ampleur a été revue à la baisse pour limiter l'impact environnemental et social. Grâce à une adaptation de la réglementation européenne, le projet intègre désormais des productions d'énergies renouvelables non locales afin de compléter les ressources disponibles sur le territoire.

Enfin, l'estimation de puissance de l'électrolyseur a également évolué à la baisse (de 400 à 240 MW) du fait des contraintes du réseau électrique.