



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**



Table des matières

Edito.....	4
ENGIE, maître d’ouvrage du projet.....	5
RTE, maître d’ouvrage du raccordement du projet au réseau électrique	6
Le projet en bref.....	7
1. Un projet qui s’inscrit dans les objectifs de décarbonation des pouvoirs publics et du territoire	11
1.1. La chimie de l’hydrogène et sa production historiquement très carbonée	11
1.2. L’hydrogène décarboné et ses débouchés	11
1.3. Les objectifs fixés par les pouvoirs publics pour l’hydrogène décarboné.....	13
1.3.1. Les objectifs fixés par l’Union européenne.....	13
1.3.2. Les objectifs fixés par l’État français.....	14
1.4. La stratégie d’ENGIE dans le cadre de la transition énergétique.....	16
1.5. L’hydrogène décarboné, un vecteur majeur de décarbonation en région Sud – Provence-Alpes-Côte d’Azur	17
1.5.1. Les actions menées par la Région.....	17
1.5.2. Un enjeu majeur pour le pôle industriel du golfe de Fos-sur-Mer et de l’étang de Berre (Bouches-du-Rhône).....	18
2. Les objectifs et l’ancrage territorial du projet.....	20
2.1. Objectifs, débouchés et utilité du projet	20
2.2. Genèse et évolution du projet.....	20
2.2.2. Les débouchés industriels du projet.....	21
2.2.3. Les services apportés au réseau d’hydrogène, au réseau de transport d’électricité et à l’intégration des énergies renouvelables.....	22
2.3. La localisation géographique du projet.....	23
2.4. Un projet mené en partenariat avec les acteurs et les projets locaux	27
2.4.1. Durance Luberon Verdon Agglomération (DLVA)	27
2.4.2. Géométhane et GRTgaz, devenu NaTran, pour les projets de stockage et de transport d’hydrogène	28
3. Les caractéristiques techniques du projet	30
3.1. Le fonctionnement du site en exploitation	30
3.2. L’emprise et le schéma général de fonctionnement du projet	31
3.3. Description des modules et des interfaces	33
3.3.1. Les modules d’électrolyse.....	33
3.3.2. Le système de purification de l’hydrogène.....	36
3.3.3. La station de compression de l’hydrogène pur	36
3.3.4. Le système de refroidissement	37
3.3.5. Les circuits de refroidissement.....	37
3.4. L’injection de l’hydrogène produit par HyGreen dans le futur réseau de transport d’hydrogène	37

3.5.	L'alimentation en électricité.....	38
3.5.1.	Le raccordement électrique nécessaire au site.....	38
3.5.2.	La concertation Fontaine sur le raccordement électrique du projet	39
3.5.3.	L'approvisionnement du site de production d'hydrogène en électricité renouvelable et bas carbone	40
3.6.	L'alimentation en eau	40
3.6.1.	Les besoins en eau.....	40
3.6.2.	Import et traitement de l'eau brute	40
3.7.	Récapitulatif des flux et émissions entrantes et sortantes sur le site du projet	41
3.7.1.	Identification des flux / émissions entrantes	42
3.7.2.	Identification des flux / émissions sortantes	42
4.	L'insertion du projet au sein du territoire.....	43
4.1.	La gestion des risques	43
4.1.1.	Identification des principaux risques.....	43
4.1.2.	Les principaux équipements concernés.....	44
4.1.3.	Les principales mesures de prévention et de protection spécifiques à l'hydrogène	45
4.2.	Les impacts du projet sur l'environnement.....	46
4.2.1.	La démarche d'évaluation des impacts	46
4.2.2.	Le paysage.....	47
4.2.3.	Le bruit, les vibrations et l'éclairage	48
4.2.4.	Sols et sous-sols.....	50
4.2.5.	Faune et flore	50
4.2.6.	Les rejets atmosphériques	51
4.3.	Les impacts du projet sur le trafic routier	51
5.	Les enjeux socio-économiques du projet.....	52
6.	Les alternatives au projet et l'option zéro	53
6.1.	Les alternatives au projet	53
6.2.	L'option zéro.....	54
7.	La conduite du projet	55
7.1.	Le modèle économique du projet.....	55
7.2.	Le calendrier prévisionnel du projet	57
7.3.	Les attentes d'ENGIE vis-à-vis du débat public.....	58
Annexes		60
	Glossaire.....	60
	La réglementation européenne des carburants renouvelables d'origine non biologique (en anglais, « <i>Renewable Fuels of Non Biological Origin</i> » - RFNBO)	61

Les mots associés à un astérisque (*) sont définis dans le glossaire en annexe.

Edito

Le développement de l'hydrogène décarboné arrive à maturité et va s'avérer essentiel pour faire baisser les émissions de gaz à effet de serre de secteurs dont les processus ne peuvent pas être intégralement électrifiés, en particulier l'industrie et les mobilités lourdes. C'est la raison pour laquelle la Commission européenne, l'Etat français et la Région Sud – Provence-Alpes-Côte d'Azur ont fixé des objectifs ambitieux pour accroître sa production et son usage dès les prochaines années.

Le projet HyGreen a été conçu par ENGIE comme une contribution pionnière et directe à cet effort, en lien étroit avec son territoire d'implantation, Durance Luberon Verdon Agglomération (Alpes-de-Haute-Provence), et dans la lignée de sa longue histoire de développement des énergies décarbonées, qui lui a valu le surnom de « vallée des énergies ».

HyGreen a également été conçu comme la pierre angulaire d'un écosystème industriel de grande échelle dédié à l'hydrogène décarboné, avec une possibilité de stockage situé à proximité immédiate grâce au projet GeoH2 mené par Géométhane à Manosque, et une connexion au futur réseau de transport d'hydrogène de dimension régionale et européenne réalisé par NaTran (nouveau nom de GRTgaz).

C'est grâce à ce réseau que HyGreen pourrait alimenter en particulier 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, mais aussi rendre des services à la flexibilité du réseau électrique et au développement des énergies renouvelables, sans limite régionale du fait des interconnexions, et participer ainsi au développement du processus de décarbonation engagé à l'échelle de l'Europe.

Le périmètre et le cadre du débat public global dans lequel nous nous engageons, allant du golfe de Fos-sur-Mer à l'agglomération de Manosque, constituent ainsi une véritable opportunité pour vous présenter le projet HyGreen.

Aux côtés des autres porteurs de projets, notamment NaTran et Géométhane, nous souhaitons mettre en lumière le rôle stratégique de l'hydrogène dans la transition énergétique et la décarbonation de la Région Sud – Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Plus particulièrement, ENGIE et l'équipe du projet HyGreen sollicitent vos avis et appréciations sur ce projet, notamment quant à nos choix techniques et son intégration dans l'environnement du site de Villeneuve.

Nous abordons ainsi ce débat public comme un temps fort dans le processus d'élaboration de notre projet, avec la volonté de lui donner la meilleure lisibilité et d'enrichir les études en cours et à venir.

Diane DEFRENNE, directrice du projet HyGreen





ENGIE, maître d'ouvrage du projet

ENGIE, issu de la fusion entre Gaz de France et Suez en 2008, est l'un des principaux groupes énergétiques français et européens. De dimension internationale à travers sa présence dans plus d'une quinzaine de pays, il est le premier producteur indépendant d'électricité dans le monde en capacité de production installée (plus de 104 gigawatts en 2023), et le deuxième producteur d'électricité en France. En 2023, ENGIE a réalisé un chiffre d'affaires annuel de 82,6 milliards d'euros et emploie 97 300 salariés dans le monde.

Le groupe ENGIE est détenu à 23,6 % par l'Etat français, et à 56,8 % par le public en bourse. Le reste de l'actionnariat est détenu par The Capital Group Companies (6,4 %), la Caisse des Dépôts et Consignations (3,6 %), BlackRock (5,2 %), l'actionnariat salarié (3,9 %) et en auto-détention – autocontrôle (0,4 %).

Face à l'urgence climatique, l'ambition d'ENGIE est d'agir pour accélérer la transition énergétique vers une économie neutre en émissions de carbone. Historiquement producteur de gaz à travers ses deux entreprises-mères (GDF et Suez), avec 49,2 gigawatts (GW)* de capacités de gaz installées en 2023, ENGIE a massivement accéléré le développement de projets d'énergies renouvelables, notamment au travers de sa filiale ENGIE Green.

Le Groupe est présent sur l'ensemble des filières énergétiques hors nucléaire (géothermie, biomasse, mais aussi gaz, charbon et pétrole dans une moindre mesure). Il accompagne les territoires et les entreprises dans leur stratégie de neutralité carbone. Les capacités installées de production électrique renouvelable détenues par ENGIE fin 2023 dans le monde s'élève à 41,4 GW, qui se répartissent de la manière suivante : 17,9 GW dans l'hydraulique ; 13,3 GW dans l'éolien terrestre ; 6,9 GW dans le solaire ; 1,5 GW dans l'éolien en mer ; et 0,8 GW dans les autres sources.

Les orientations stratégiques d'ENGIE sont définies par son **conseil d'administration**, qui veille également à leur mise en œuvre. Le conseil d'administration est composé de 14 membres :

- 7 administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires
- 2 administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État
- 1 administratrice représentante de l'État nommée par arrêté
- 3 administrateurs élus représentant les salariés du Groupe
- 1 administratrice représentant les salariés actionnaires du Groupe (élu par l'Assemblée Générale des actionnaires)

Jean-Pierre CLAMADIEU est président du conseil d'administration d'ENGIE, ainsi que président de son comité des investissements et des technologies.

Catherine MACGREGOR est administratrice et directrice générale d'ENGIE.

Plus d'informations sur <https://www.engie.com/>

RTE, maître d'ouvrage du raccordement du projet au réseau électrique

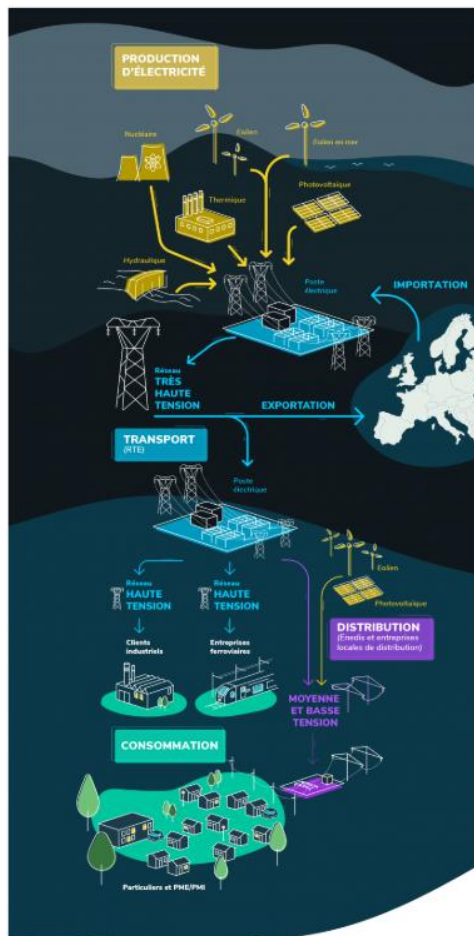
La loi a confié à RTE, Réseau de Transport d'Électricité, la gestion du réseau public de transport d'électricité français. RTE, assure une mission de service public : garantir l'alimentation en électricité à tout moment et avec la même qualité de service sur le territoire national grâce à la mobilisation de ses 9 500 salariés.

RTE gère en temps réel les flux électriques et l'équilibre entre la production et la consommation. RTE maintient et développe le réseau à haute et très haute tension (de 63 kV à 400 kV) qui compte près de 100 000 kilomètres de lignes aériennes, 7 000 kilomètres de lignes souterraines, 2 900 postes électriques en exploitation ou co-exploitation et 51 lignes transfrontalières.

Le réseau français, qui est le plus étendu d'Europe, est interconnecté avec 33 pays.

En tant qu'opérateur industriel de la transition énergétique neutre et indépendant, RTE optimise et transforme son réseau pour raccorder les installations de production d'électricité quels que soient les choix énergétiques futurs. RTE, par son expertise et ses rapports, éclaire les choix des pouvoirs publics.

Des informations complémentaires sont disponibles sur le site : www.rte-france.com



La position de RTE au sein du paysage électrique (RTE, 2022)

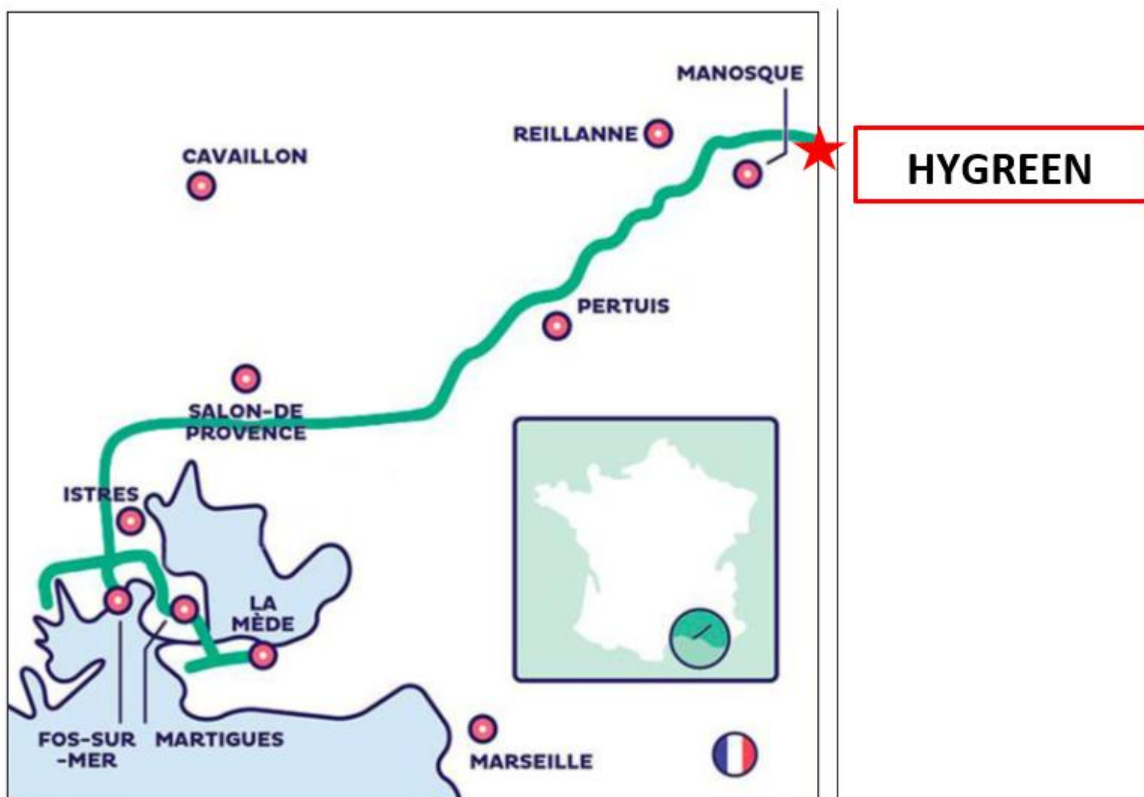
Le projet en bref

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



Plan 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).

L'écosystème dédié à l'hydrogène, en devenir dans la Région Sud, dont HyGreen serait l'un des éléments-clés, s'inscrit pleinement dans les enjeux de développement de solutions neutres en carbone des territoires pour lesquels il est un atout majeur :

- A l'échelle de Durance Luberon Verdon Agglomération, il s'inscrit dans la continuité de la "Vallée des Energies" propre à ce territoire, historiquement pionnier dans les énergies décarbonées ;
- Au niveau de la Région Sud, il contribuerait dès 2031 à décarboner le tissu industriel local et à renforcer la flexibilité du réseau électrique, assurant ainsi une meilleure résilience énergétique ;
- A l'échelle nationale, il aiderait la France à atteindre ses engagements de neutralité carbone d'ici 2050 et renforcerait la souveraineté et l'indépendance énergétiques du pays en réduisant la dépendance aux énergies fossiles ;
- Enfin, au niveau européen, il s'inscrit dans les ambitions du plan REPowerEU et du paquet « Ajustement à l'objectif 55 » (« Fit for 55 »), en soutenant les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de transition vers les énergies renouvelables.

Selon les estimations réalisées à ce stade, HyGreen permettrait d'éviter les émissions de 300 000 tonnes de CO₂ par an.

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.

1. Un projet qui s'inscrit dans les objectifs de décarbonation des pouvoirs publics et du territoire

1.1. La chimie de l'hydrogène et sa production historiquement très carbonée

Le dihydrogène est **la plus petite molécule connue, la plus légère et la plus abondante**. Sous sa forme gazeuse, l'hydrogène (H_2) associe deux atomes d'hydrogène : il est alors appelé dihydrogène ou gaz d'hydrogène. Le terme « hydrogène » désigne souvent ce qui est en réalité du dihydrogène.

L'hydrogène se combine facilement avec d'autres éléments pour former des molécules complexes telles que l'eau (H_2O) ou le méthane (CH_4). Il peut être produit à partir de ces molécules, selon divers procédés. Le plus utilisé à ce jour (96 % de la production dans le monde¹) est le **vaporeformage d'hydrocarbures*** (pétrole, gaz naturel et charbon), qui consiste, par apport de vapeur d'eau (H_2O), à séparer des molécules d'hydrocarbures.

L'hydrogène représente un marché d'environ **116 millions de tonnes produites et consommées chaque année dans le monde, dont environ 900 000 tonnes en France**². Il est essentiellement utilisé comme **matière première dans l'industrie chimique**, pour la fabrication d'ammoniac (engrais) et de méthanol notamment, **et dans l'industrie pétrolière** pour le raffinage du pétrole. L'hydrogène peut également être utilisé comme carburant, notamment pour des véhicules. Cette utilisation ne représente à ce jour cependant qu'1 % de la consommation d'hydrogène, essentiellement pour la propulsion d'engins spatiaux³.

La méthode du vaporeformage d'hydrocarbures*, éprouvée et économique à l'échelle de son développement actuel, est cependant **très émettrice en gaz à effet de serre**. En effet, pour une tonne d'hydrogène produite, ce sont environ 10 tonnes de CO_2 qui sont produites également⁴. L'hydrogène obtenu ainsi est donc appelé **hydrogène gris, hydrogène fossile ou hydrogène carboné**. On estime que le mode de production actuel de l'hydrogène contribue à l'empreinte carbone française pour environ 4,5 millions de tonnes de CO_2 par an⁵.

1.2. L'hydrogène décarboné et ses débouchés

Plusieurs procédés en cours de développement permettent de produire de l'**hydrogène décarboné**, c'est-à-dire en émettant beaucoup moins de gaz à effet de serre que la technique la plus répandue du vaporeformage d'hydrocarbures*. L'une de ces options est la **production par électrolyse de l'eau***, qui concerne seulement 1 % de l'hydrogène produit dans le monde, et 6 % en France⁶. Connue depuis le XIX^{ème} siècle et utilisée de manière industrielle pour d'autres produits chimiques, **cette méthode permet, sous l'effet d'un courant électrique, de décomposer l'eau en deux éléments : l'hydrogène et l'oxygène**. Cette méthode n'émet pas de CO_2 de façon directe.

Parmi les différentes technologies envisageables pour une production bas carbone de l'hydrogène, **l'électrolyse de l'eau apparaît comme la technologie privilégiée en France**. Le rendement énergétique des

¹ Mémento de l'hydrogène - Fiche 1.3 : Production et consommation d'hydrogène ; Afhypac

² « Industrie : vers une nouvelle stratégie hydrogène pour la France », economie.gouv.fr, 06/02/2023

³ Mémento de l'hydrogène - Fiche 1.3 : Production et consommation d'hydrogène ; Afhypac

⁴ Mémento de l'hydrogène – Fiche 3.1.1 : Production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles ; Afhypac

⁵ Rapport de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) sur le cadre de régulation des infrastructures d'hydrogène et de dioxyde de carbone, septembre 2024, p. 14

⁶ « Industrie : vers une nouvelle stratégie hydrogène pour la France » | <https://www.economie.gouv.fr/industrie-nouvelle-strategie-hydrogene-pour-la-france>, economie.gouv.fr, 06/02/2023.

électrolyseurs se situe entre 60 et 75 %⁷. Toutefois, la production d'hydrogène par électrolyse* de l'eau est aujourd'hui deux à trois fois plus chère que le vaporeformage d'hydrocarbures*, et deux fois plus chère que le reformage avec captage du CO₂⁸.

De plus, si l'usine d'électrolyse* est **alimentée par une électricité décarbonée** (c'est-à-dire produite à partir d'énergie nucléaire et/ou renouvelable, notamment éolienne ou solaire), cette technique ne génère pas d'émissions directes de gaz à effet de serre, et peu d'émissions indirectes. On peut donc parler d'**hydrogène décarboné**, incluant l'hydrogène renouvelable (si l'alimentation provient d'énergies renouvelables) et l'hydrogène bas carbone (si l'alimentation provient d'un mix énergétique* décarboné, s'appuyant par exemple majoritairement sur le nucléaire comme c'est le cas en France).

La distinction entre hydrogène renouvelable et hydrogène bas-carbone selon la réglementation française

L'article L811-1 du code de l'énergie⁹ établit ainsi la distinction entre hydrogène renouvelable et hydrogène bas carbone :

« **L'hydrogène renouvelable** est l'hydrogène produit soit par électrolyse en utilisant de l'électricité issue de sources d'énergies renouvelables telles que définies à l'article L. 211-2, soit par toute une autre technologie utilisant exclusivement une ou plusieurs de ces mêmes sources d'énergies renouvelables et n'entrant pas en conflit avec d'autres usages permettant leur valorisation directe. Cette électricité peut être fournie dans le cadre d'une opération d'autoconsommation individuelle ou collective définie aux articles L. 315-1 et L. 315-2. Dans tous les cas, son procédé de production émet, par kilogramme d'hydrogène produit, une quantité d'équivalents dioxyde de carbone inférieure ou égale à un seuil ».

« **L'hydrogène bas-carbone** est l'hydrogène dont le procédé de production engendre des émissions inférieures ou égales au seuil retenu pour la qualification d'hydrogène renouvelable, sans pouvoir, pour autant, recevoir cette dernière qualification, faute d'en remplir les autres critères. »

L'arrêté du 1^{er} juillet 2024¹⁰ a fixé le seuil en question à 3,38 kilogrammes d'équivalent CO₂ par kilogramme hydrogène (kg CO₂ éq/kg H₂).

L'hydrogène décarboné (renouvelable et bas carbone) est essentiel dans la **décarbonation de secteurs dont les processus ne peuvent pas être intégralement électrifiés**. De plus, la production d'hydrogène renouvelable par électrolyse de l'eau couplée à un stockage d'hydrogène peut générer des bénéfices en termes de flexibilité du système et d'équilibrage du réseau électrique.

L'hydrogène décarboné doit principalement servir à décarboner l'industrie. En effet, on estime que la demande engendrée à horizon 2030 par l'industrie représentera environ 75 % de la demande totale en hydrogène bas carbone¹¹. En premier lieu, l'hydrogène bas carbone se substituerait à l'hydrogène fossile et permettrait de décarboner les procédés industriels (production d'ammoniac, raffinage, chimie).

Le potentiel de décarbonation par la production d'hydrogène bas carbone est particulièrement important

⁷ Rapport de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) sur le cadre de régulation des infrastructures d'hydrogène et de dioxyde de carbone, septembre 2024, p. 18

⁸ Site de l'IFP Énergies nouvelles : <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/energies-renouvelables/tout-savoir-lhydrogene>

⁹ Consulter l'article en ligne : https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000043154067

¹⁰ Consulter l'arrêté en ligne : <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000049870616>

¹¹ Trajectoire pour une grande ambition hydrogène à 2030 volet 2, France Hydrogène, décembre 2022

sur les segments industriels suivants :

- Dans la sidérurgie pour produire de l'acier bas carbone,
- Dans la chimie et la pétrochimie comme réactif pour la production de divers dérivés,
- Dans le raffinage, essentiellement pour désulfurer les carburants,
- Pour la production de carburants de synthèse en combinant hydrogène et dioxyde de carbone.

Dans le domaine des transports, l'hydrogène répond aux besoins de fortes puissances motrices ou aux besoins de longue autonomie, qu'il s'agisse de véhicules utilitaires légers, poids-lourds, bus, bennes à ordures ménagères, trains régionaux ou inter-régionaux en zone non électrifiée, par deux moyens :

- L'hydrogène peut alimenter une pile à combustible (PAC) qui fournit alors de l'électricité à un moteur électrique et offre ainsi une capacité de stockage complémentaire à celle des batteries électriques (le rendement du système électrolyseur et PAC est d'environ 23 %¹²) ;
- L'hydrogène peut servir à la production de carburants de synthèse, à savoir du e- méthanol pour le transport maritime ou du e-kérosène pour le transport aérien.

1.3. Les objectifs fixés par les pouvoirs publics pour l'hydrogène décarboné

1.3.1. Les objectifs fixés par l'Union européenne

Afin de lutter contre le réchauffement climatique, l'Union européenne a fixé des objectifs à chacun de ses États membres, notamment en initiant son **Pacte vert européen** en 2019. Ce plan ambitieux prévoit une large stratégie de décarbonation à l'échelle européenne qui concerne tous les secteurs (industrie, transports, etc.). Dans ce cadre, l'Union européenne a adopté le **Paquet Ajustement à l'objectif 55 (« Fit for 55 »)** qui vise un objectif de réduire de 55 % les émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 pour atteindre la neutralité carbone à horizon 2050.

En premier lieu, la part minimum d'**énergies renouvelables** à atteindre dans la consommation énergétique de l'Union européenne a été fixée à au moins 42,5 % à l'horizon 2030, ce qui équivaut à un quasi-doublement de la production actuelle d'énergies renouvelables.

La Commission européenne a également fixé **des objectifs importants pour accroître l'utilisation de l'hydrogène bas carbone et renouvelable**. Cette orientation se traduit par des réglementations clés telles que le plan REPowerEU, la directive sur les énergies renouvelables et le règlement sur les infrastructures pour carburants alternatifs. Leurs différents objectifs sont étroitement alignés sur les objectifs climatiques de l'Union européenne. Cette nouvelle législation garantit que les entreprises considéreront l'hydrogène comme un outil utile pour contribuer à leur transition durable. L'offre et la demande d'hydrogène renouvelable et bas carbone sont favorisées par l'introduction de ces politiques et les régimes de soutien associés.

Présentée le 8 juillet 2020, la **Stratégie de l'Union européenne pour l'hydrogène** fixe un objectif de capacités d'électrolyseurs* renouvelables de 6 gigawatts (GW)* en 2024 et 40 GW* en 2030. Quant au **Paquet Ajustement à l'objectif 55 (« Fit for 55 »)**, il prévoit un objectif de 50 % d'hydrogène dans l'industrie et de 2,6 % dans les transports d'ici 2030. Ces objectifs pourraient être relevés respectivement à 75 et 5 %, pour atteindre une production de 10 millions de tonnes et une importation de 10 millions de tonnes, dans le cadre du plan REPowerEU lancé en mai 2022 en réponse à la crise énergétique provoquée par l'invasion de l'Ukraine par la Russie.

¹² Rendement de la chaîne hydrogène, ADEME, janvier 2020

Les objectifs se déclinent par secteurs :

- **Pour l'industrie** : objectif de 42 % d'hydrogène renouvelable (et produits dérivés) sur la consommation totale d'hydrogène dans l'industrie ;
- **Pour les transports** : objectif pour les fournisseurs de carburants de 14,5 % de réduction de gaz à effet de serre (ou 29 % d'énergies renouvelables) dans la consommation d'énergie finale du secteur des transports en 2030, ainsi qu'une cible combinée de 5,5 % de biocarburants avancés et de carburants renouvelables d'origine non biologique, dont au moins 1 point de pourcentage de carburants renouvelables d'origine non biologique.

La révision de l'objectif global d'incorporation d'hydrogène renouvelable et de carburants synthétiques renouvelables a été complétée de plusieurs textes fixant des obligations ciblées d'incorporation pour les secteurs de l'aviation et du maritime. La mobilité routière a également été ciblée par des obligations de développement de stations ravitaillement en hydrogène et des limitations d'émission CO₂ pour les véhicules.

L'hydrogène renouvelable a donc clairement été identifié comme un vecteur de décarbonation, et a d'ailleurs été défini juridiquement pour ce qui concerne le secteur des transports. La définition de l'hydrogène bas carbone est en cours d'élaboration au stade de l'Union européenne, après qu'une consultation publique a été lancée fin 2024 sur le sujet. Cette définition devra être fixée par un parfait souci d'équité au regard de celle existante pour l'hydrogène renouvelable.

L'Union européenne a également adopté son **Paquet Gaz** qui incorpore de nouvelles règles relatives à la régulation, la planification et l'exploitation des réseaux de transport et de distribution de l'hydrogène ainsi que des règles relatives à la mise en place du marché de l'hydrogène.

Pour concrétiser ces objectifs, la création d'une **banque européenne de l'hydrogène** a été lancée en 2023 afin de soutenir financièrement des projets de production d'hydrogène renouvelable en Europe. La première enchère a conduit à la nomination de 7 projets lauréats pour un montant de 800 millions d'euros. Une seconde enchère a été lancée fin 2024 pour un budget de 1,2 milliard d'euros.

L'Union européenne dispose aujourd'hui d'un arsenal législatif et réglementaire mais celui-ci doit désormais être finalisé. Plusieurs textes d'applications sont encore attendus pour mettre en œuvre la législation adoptée. Par ailleurs, la Commission européenne doit désormais assurer la compétitivité de l'hydrogène produit notamment à travers plusieurs textes annoncés dans le cadre d'une initiative « omnibus » comme un prochain Accord pour une Industrie Propre, dont le contenu précis n'est pas encore connu et qui devra veiller à faciliter la réalisation des projets de production, stockage, transport et distribution d'hydrogène.

1.3.2. Les objectifs fixés par l'État français

Dans le contexte de l'accord de Paris et de la législation européenne, la France s'est engagée, comme ses partenaires européens, à atteindre la neutralité carbone en 2050, après une étape intermédiaire de baisse de 55 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030. La stratégie d'accélération de la décarbonation de l'industrie, initiée en 2022, vise à répondre à cette ambition et l'hydrogène décarboné est considéré comme faisant partie des solutions clés pour atteindre la neutralité carbone en 2050.

Dès juin 2018, le gouvernement français a dévoilé un **Plan de déploiement de l'hydrogène** pour la transition énergétique, doté de 100 millions d'euros, marquant un premier engagement pour le développement de l'hydrogène décarboné.

La **loi du 8 novembre 2019** relative à l'énergie et au climat prévoit de développer l'hydrogène bas carbone et renouvelable, avec la perspective d'atteindre environ 20 à 40 % des consommations totales d'hydrogène industriel à l'horizon 2030.

La France s'est ensuite dotée, en 2020, d'une **Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène**

décarboné dans le cadre du plan de relance, avec pour objectif de positionner la France comme un leader de l'hydrogène décarboné, de structurer une filière industrielle sur le territoire et de déployer l'usage de l'hydrogène pour décarboner l'économie française. Celle-ci a été réaffirmée entre-temps par le Gouvernement dans le cadre du plan d'investissement « France 2030 », avec des investissements massifs dans la structuration de la filière (9 milliards d'euros d'ici 2030) et trois priorités :

- Décarboner l'industrie en faisant émerger une filière française de l'électrolyse* ;
- Développer une mobilité lourde à l'hydrogène décarboné (véhicules utilitaires, poids- lourds, navettes fluviales, navires, trains, avions) ;
- Soutenir la recherche, l'innovation et le développement de compétences.

Depuis l'annonce en 2020 de la Stratégie nationale, diverses actions ont été engagées par l'Etat français :

- Un **Conseil National de l'Hydrogène** a été mis en place début 2021, au niveau interministériel et incluant quelques acteurs industriels pour suivre la mise en œuvre de la stratégie, mesurer le bon déroulement des actions prévues et identifier, le cas échéant, les éventuels freins.
- Sur le plan réglementaire, l'**ordonnance relative à l'hydrogène publiée le 17 février 2021** définit les différents types d'hydrogène (renouvelable, bas carbone, carboné), annonce le développement d'un système de traçabilité pour attester du caractère renouvelable ou bas carbone de l'hydrogène, et prévoit un mécanisme de soutien à la production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone par électrolyse.
- Pour soutenir des initiatives innovantes et structurer des premières chaînes de valeur autour de l'hydrogène décarboné, deux appels à projets, « Briques technologiques et démonstrateurs » et « Ecosystèmes territoriaux hydrogène », ont été menés. Un **Programme Prioritaire de Recherche « applications de l'hydrogène »** a également été mis en place pour soutenir la recherche en amont et préparer la future génération des technologies de l'hydrogène.
- L'Etat français participe, avec d'autres Etats membres de l'UE, aux « **projets importants d'intérêt européen commun** » (PIIEC)* **pour l'hydrogène**. L'objectif de ces PIIEC est de faire de l'Europe un leader de l'hydrogène, en créant notamment des « gigafactories » (usines de grande taille) produisant des équipements pour le secteur de l'hydrogène, ainsi que des premiers projets de production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone de taille industrielle, en préparation d'une production future à grande échelle. Les soutiens pour des gigafactories en France ont été approuvés. Pour d'autres projets, l'instruction est en cours.
- Le 20 décembre 2024, un **premier appel d'offres** a été lancé dans le cadre du mécanisme de soutien à la production d'hydrogène par électrolyse prévu par l'ordonnance de février 2021. Le dispositif a vocation à soutenir, en trois périodes, des projets pour une capacité de production équivalente à 1 GW* de capacité d'électrolyse.

Le Gouvernement a soumis à consultation, du 15 décembre 2023 au 19 janvier 2024, la **nouvelle stratégie française pour le déploiement de l'hydrogène décarboné**. Celle-ci, qui reste à entériner, fixe les objectifs suivants :

- Installer une capacité de production d'hydrogène bas-carbone par électrolyse* de 6,5 GW* en 2030 et de 10 GW* en 2035 ;
- Aboutir à une production d'hydrogène décarboné de 600 000 tonnes par an en 2030, puis d'un million de tonnes par an en 2035 ;
- Contribution de l'hydrogène à la décarbonation de l'industrie avec un **déploiement de l'hydrogène en priorité dans les hubs industriels, dont celui de Fos-Manosque**.

Le projet de stratégie révisée inclut pour la première fois une prise en compte des infrastructures

hydrogène. **A horizon 2030**, le développement doit être donné en priorité au **développement d'un réseau de transport au sein des principaux hubs industriels français, et de leur connexion au stockage d'hydrogène** : soit 500 km de canalisation à court terme. Le maillage territorial par des stations d'avitaillement pour les usages intensifs de mobilité, est la deuxième priorité.

A plus long terme, le projet de stratégie révisée prévoit que le développement d'un réseau de transport inter-hubs pourra être approfondi dans le cadre du **développement d'un réseau européen de transport d'hydrogène**, sous condition d'un cofinancement de ces infrastructures par tous leurs utilisateurs potentiels. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) s'est vu confier la mission de réfléchir au cadre de régulation et de soutien de ces infrastructures d'ici 2026.

Le projet de stratégie met en évidence l'intérêt d'**encourager l'effacement des électrolyseurs** lors des pointes de consommation d'électricité, **ce qui implique la mise en place de stockages d'hydrogène suffisants**. Les principaux sites potentiels identifiés pour ce stockage se situent à proximité des **hubs de Fos-sur-Mer et de Lyon**.

Enfin, dans le cadre du **Comité Stratégique de Filière des Nouveaux Systèmes Energétiques** (réunissant industriels, État et organisations syndicales au sein du Conseil national de l'industrie, présidé par le Premier ministre), le **Contrat de filière hydrogène Etat-Entreprises**, qui devrait être signé prochainement, mentionne 3 objectifs principaux à horizon 2030 :

- Accélérer et massifier la production d'hydrogène renouvelable et/ou bas carbone (horizon 2030) ;
- Mener à terme les projets d'équipements structurants pour l'hydrogène, notamment les gigas-usines d'électrolyseurs hydrogène et de piles à combustibles (IPCEI – horizon 2030) ;
- Avoir réalisé les premiers investissements dans les réseaux de transport intérieurs aux hubs principaux et leurs connexions vers des stockages d'hydrogène (horizon 2027).

Pour stimuler le développement de l'hydrogène bas carbone en France, tout en soutenant les entreprises et les projets innovants dans ce secteur clé pour la transition énergétique, le gouvernement propose plusieurs **subventions et incitations fiscales** pour encourager les investissements. C'est notamment le cas du **programme « France 2030 »** qui inclut des appels à projets pour développer des écosystèmes territoriaux d'hydrogène. En 2023, une enveloppe supplémentaire de 175 millions d'euros a été allouée pour soutenir ces projets.

L'**ADEME** (Agence de la transition écologique) propose également des subventions pour des projets innovants dans le domaine de l'hydrogène, couvrant la production, la distribution et les usages industriels et de mobilité. Son programme SYRIUS (SYnergies Régénératives IndUstrielles Sud) lancé dans le cadre de l'appel à projets "Zones Industrielles Bas Carbone" (ZIBaC) vise à accélérer la décarbonation des zones industrielles de la Région Sud, notamment autour de Fos-sur-Mer, de l'étang de Berre et du bassin de Gardanne.

La **Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)** joue également un rôle crucial dans la transition énergétique en France. Elle est responsable de la mise en œuvre des politiques énergétiques et climatiques, y compris le soutien aux projets d'infrastructure énergétique. Ceux soutenus par la DGEC peuvent bénéficier de financements du fonds « Connecting Europe Facility (CEF)-Energy ». Pour la période 2021-2027, le CEF alloue un budget total de 5,8 milliards d'euros au secteur de l'énergie.

1.4. **La stratégie d'ENGIE dans le cadre de la transition énergétique**

ENGIE s'est engagé à atteindre le Net Zéro Carbone d'ici à 2045 et prévoit de réduire l'intensité carbone de sa production et de sa consommation d'énergie de 66 % par rapport à 2017, pour atteindre 110 g CO₂/kWh d'ici à 2030.

La vision d'ENGIE d'un mix énergétique* équilibré comprend :

- Le développement à grande échelle d'énergies renouvelables ;
- La production d'électricité flexible, comme les centrales thermiques à cycle combiné, les actifs de pompage-turbinage et les batteries ;
- Des infrastructures énergétiques décentralisées, développées et exploitées par ENGIE pour accompagner la décarbonation de ses clients ;
- L'utilisation des infrastructures existantes pour assurer la sécurité de l'approvisionnement, contribuer à la maîtrise du coût de la transition et accélérer le développement des gaz renouvelables.

Disposant fin 2023 de **41,4 gigawatt (GW)* de capacités installées de production électrique renouvelable**, ENGIE vise une croissance de 4 GW par an de capacités renouvelables pour atteindre 50 GW en 2025, puis de 6 GW par an à partir de 2026 pour atteindre 80 GW en 2030. Les énergies renouvelables représenteraient ainsi 58 % du mix de production électrique d'ENGIE en 2030. A noter que ENGIE est opérateur de site de production photovoltaïque dans le département des Alpes de Haute-Provence.

Concernant l'**hydrogène renouvelable et bas carbone**, ENGIE tend vers les objectifs suivants :

- **Une capacité totale de 4 GW* d'ici 2035 ;**
- 1 térawatt-heure (TWh)* d'hydrogène stocké en cavités salines d'ici 2030 ;
- 700 km de réseaux de transport d'hydrogène d'ici 2030.

En région Sud – Provence-Alpes-Côte d'Azur, ENGIE est co-maître d'ouvrage, avec TotalEnergies et Air Liquide France Industrie (ALFI), ainsi que RTE pour le raccordement électrique, du **projet Masshylvia** situé sur la plateforme industrielle de La Mède à Martigues (Bouches-du-Rhône) qui vise à mettre en service à partir de 2028 une usine de production d'hydrogène décarboné. **Le projet a fait l'objet d'une concertation préalable du 31 janvier au 10 mars 2022**, sous l'égide de deux garants nommés par la Commission nationale du débat public, M. Vincent DELCROIX et M. Christophe KARLIN. Les informations relatives au projet et à la concertation sont consultables sur la page suivante : <https://www.concertation-masshylvia.fr>

1.5. L'hydrogène décarboné, un vecteur majeur de décarbonation en région Sud – Provence-Alpes-Côte d'Azur

1.5.1. Les actions menées par la Région

La Région Sud – Provence-Alpes-Côte d'Azur a présenté, en décembre 2020, son **plan régional hydrogène¹³** qui fixe quatre priorités : décarboner la mobilité ; décarboner l'industrie ; produire de l'hydrogène renouvelable et bas carbone ; et structurer une filière hydrogène bas-carbone créatrice d'activité et d'emplois.

La Région dispose de **solides atouts pour participer à l'émergence de la filière** : un potentiel d'énergies renouvelables exceptionnel à coupler à la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau*, une façade maritime regroupant une série d'usages lourds convertibles à l'hydrogène (dont les infrastructures portuaires), des capacités de stockage massif, de nombreux autres usages potentiels, etc.

¹³ Région Provence-Alpes-Côte d'Azur, Plan Régional Hydrogène - Mise en œuvre de la Mesure 28 du Plan Climat « Une COP d'avance » dédiée au soutien de la filière hydrogène, décembre 2020, https://oreca.maregionsud.fr/fileadmin/Documents/Donnees/Hydrogene/2020-Plan_Regional_hydrogene.pdf

Par ailleurs, les possibilités d'import massif de molécules par voie maritime ainsi que ses connexions avec l'Espagne ou avec l'Allemagne via le réseau H2med font de la Région Sud une zone stratégique pour le développement de la filière hydrogène européenne sur la zone sud-ouest.

Un **plan régional ambitieux**, doté d'un budget de 110 millions d'euros, a été mis en place pour accélérer ce déploiement. Plusieurs opérations et actions sont d'ores et déjà engagées sur le territoire, dont certaines bénéficiant de financements régionaux. En quelques années, ce sont plus de 30 projets qui ont émergé dans les domaines de la recherche et développement, la mobilité hydrogène, la production et le transport d'hydrogène, soulignant la dynamique du territoire. Début 2023 se sont tenues des assises de l'hydrogène pilotées par la Région, en lien avec les acteurs régionaux et notamment le pôle de compétitivité Capénergies.

Consciente que ces premières actions ne suffiront pas, la Région est convaincue que pour atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, des efforts considérables doivent être entrepris dans les trois secteurs prioritaires que sont l'industrie, le transport et la production énergétique, responsables respectivement de 40 %, 30 % et 20 % des émissions actuelles de gaz à effet de serre en région.

Par ailleurs, face au besoin de fourniture constante d'électricité, **le développement des énergies renouvelables intermittentes nécessite des installations de flexibilité dont l'hydrogène décarboné est un vecteur important**. En effet, ces installations présentent le double avantage de pouvoir répondre aux déséquilibres entre l'offre et la demande sur le réseau électrique, et d'utiliser, après l'avoir stockée, l'énergie produite par les installations de production d'énergies renouvelables, faute de quoi cette production doit être arrêtée dans cette situation de déséquilibre. A titre d'illustration, en France, les demandes d'arrêt de production électrique ont été évaluées à 5,13 térawatt-heure (TWh)* en 2023¹⁴. L'excédent d'électricité généré par les parcs solaires de la région représente une opportunité pour tout système énergétique capable de moduler sa consommation électrique en fonction des fluctuations de l'offre et de la demande sur le marché électrique.

Le développement de la filière hydrogène est également porté par :

- La **Métropole Aix-Marseille-Provence**, à travers son Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET) et son Schéma de Cohérence Territorial (SCOT) ;
- Et le **Grand Port Maritime de Marseille**, à travers son contrat de transition énergétique et l'ambition du Port Responsable.

1.5.2. **Un enjeu majeur pour le pôle industriel du golfe de Fos-sur-Mer et de l'étang de Berre (Bouches-du-Rhône)**

La région Sud représente 17 millions de tonnes équivalent CO₂ par an liées à l'industrie manufacturière, soit 24 % des émissions nationales. 90 % de ces émissions sont émises par 20 entreprises des secteurs de l'acier, de la raffinerie, de la pétrochimie et du ciment. Le bassin de Fos-sur-Mer et de l'étang de Berre, situé dans les Bouches-du-Rhône, est un pôle industriel majeur où les industries lourdes ont été historiquement regroupées pour favoriser les synergies et réduire les coûts. Sa présence implique également un hub de transport à grande échelle pour la mobilité lourde.

En janvier 2023, le ministre délégué chargé de l'industrie a annoncé la **création de Zones Industrielles Bas Carbone (ZIBaC)**, soutenues financièrement par l'État pour le déploiement de technologies, d'infrastructures et de réseaux de décarbonation. Ces zones seront consacrées à la réindustrialisation verte en permettant aux entreprises d'investir dans la transition écologique.

Dans le cadre du plan d'investissement gouvernemental « France 2030 », deux projets ont entre autres été

¹⁴ Ana Barillas, Aurora Energy Research, « Managing grid curtailment risk in Europe », 2024 ; lire en ligne : <https://auroraer.com/wp-content/uploads/2024/10/Aurora-Keynote-Managing-Grid-Curtailment-Risk-in-Europe-1.pdf>

retenus pour l'appel à projets ZIBaC par le Gouvernement : les bassins industriels de Dunkerque et ceux de Fos-sur-Mer. Ces zones industrialo-portuaires deviennent donc les premières ZIBaC.

Pour parvenir à réaliser leurs objectifs de décarbonation, **ces industries recourent de façon croissante à l'utilisation de l'hydrogène bas carbone**. Selon les estimations présentées en mars 2023 par Capénergies (le pôle de compétitivité « énergies » de la région Sud)¹⁵, le besoin en hydrogène décarboné dans la zone industrialo-portuaire de Marseille-Fos sera de **190 000 tonnes par an en 2030**, soit une capacité d'électrolyse* de 1,2 GW*. Environ la moitié de cette demande sera couverte par des nouveaux projets. Selon cette même enquête, **les besoins atteindront environ 500 000 tonnes par an à l'horizon 2040, et 600 000 tonnes par an à l'horizon 2050**.

Ce bassin représente ainsi 25 % des projections de production et de consommation d'hydrogène sur le territoire français, en raison d'une forte dynamique de projets.

¹⁵ Constitué en 2005 en région Sud - Provence-Alpes-Côte d'Azur, le pôle de compétitivité Capénergies se compose d'un réseau d'acteurs intégrant des grands groupes industriels, des entreprises, des organismes de recherche et d'enseignement ainsi que des financiers.

2. Les objectifs et l’ancrage territorial du projet

2.1. Objectifs, débouchés et utilité du projet

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, pour une production pouvant aller jusqu’à 100 tonnes d’hydrogène par jour et 30 000 tonnes d’hydrogène par an.

Cet hydrogène renouvelable et bas carbone permettrait d’une part de décarboner les installations industrielles situées dans le bassin de Fos-sur-Mer dans un premier temps, puis d’autres installations industrielles reliées aux infrastructures de transport d’hydrogène ; et d’autre part de produire de l’électricité afin d’assurer de manière flexible la fourniture d’un complément d’énergie électrique en tant que de besoin.

L’installation serait raccordée au réseau de transport d’hydrogène régional, français et européen grâce à un hydrogénéoduc (canalisation de transport d’hydrogène) – projet piloté par NaTran (nouveau nom de GRTgaz) – et à un centre de stockage massif d’hydrogène situé sur la commune de Manosque – projet GeoH2 mené par Géométhane. Le projet HyGreen contribuerait à éviter les émissions de 300 000 tonnes de CO₂ par an dans la région Sud – Provence-Alpes-Côte d’Azur.

2.2. Genèse et évolution du projet

Lancé en 2017, le projet HyGreen, alors 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.

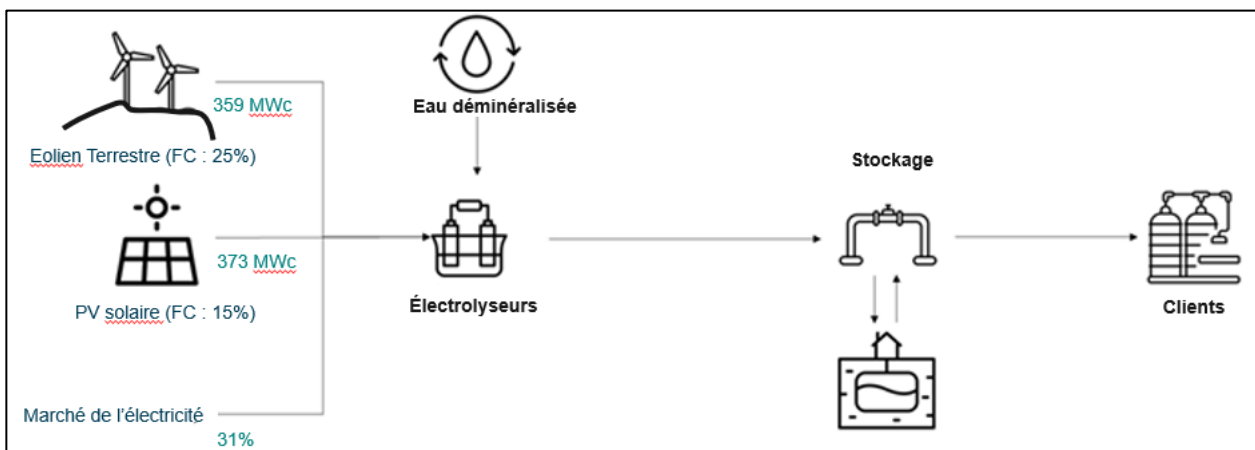
Aujourd’hui, le projet ne repose plus sur une connexion directe avec des centrales solaires locales comme initialement pensé. Grâce à une adaptation de la réglementation européenne, le projet intègre désormais des productions d’énergies renouvelables non locales afin de compléter les ressources disponibles sur le territoire. Il est cependant prévu d’associer au projet HyGreen un projet de production photovoltaïque sur une parcelle contiguë de 6 hectares et qui représenterait une partie infime (1,6 %) de la consommation électrique du projet à partir de panneaux photovoltaïques. L’énergie produite sur cette parcelle, estimée à environ 50 MWh par jour, pourrait être utilisée pour alimenter des utilités du site et réduire légèrement le soutirage d’énergie sur le réseau RTE.

Enfin, l’estimation de puissance de l’électrolyseur a également évolué à la baisse (de 400 à 240 MW).

2.2.1. L’approvisionnement du site de production d’hydrogène en électricité renouvelable et bas carbone

Outre l’électricité produite par les panneaux photovoltaïques situés à proximité directe du site, et qui ne représenterait qu’une petite partie des besoins en énergie, HyGreen serait alimenté par l’électricité du parc de production français (dont le mix est essentiellement d’origine nucléaire et renouvelable), pour la production d’hydrogène dit bas carbone. 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.

S’agissant de la fourniture d’énergie sur le site de production d’hydrogène, les premières simulations recommandent de se fournir à partir de champs de production d’énergie renouvelable (panneaux photovoltaïques et éoliennes terrestre) et de compléter cette fourniture par de l’électricité du marché. Ainsi la majorité de l’électricité alimentant l’usine HyGreen (supérieure à 95 %) serait acheminée par le réseau de RTE. Le schéma ci-dessous résume la fourniture d’énergie :



L’énergie proviendrait donc de contrats d’approvisionnement, de champs solaire pour 373 MW de capacité (avec un facteur de capacité* estimé à 15 %) et d’éoliennes terrestres pour 359 MW de capacité (avec un facteur de capacité* estimé à 25 %). Le reste, qui représente 31 % du besoin si les électrolyseurs fonctionnent 80 % du temps à 100 % de leur capacité, pourrait être modulé pour réaliser des services au réseau électrique.

Avec ce mix énergétique et grâce au profil bas-carbone de l’énergie provenant du marché, il sera possible de produire plus de 85 % d’hydrogène dite RFNBO ; le reste serait considéré comme bas carbone.

2.2.2. Les débouchés industriels du projet

Le projet HyGreen s’inscrit dans le déploiement d’un écosystème de production, de transport et de stockage d’hydrogène bas carbone dans la région Sud – Provence-Alpes-Côte d’Azur. Cet écosystème permettrait de rationaliser le principe d’emploi de l’hydrogène et d’optimiser le prix de cette molécule.

Le marché de l’hydrogène est un marché émergent qui prendra vraiment son essor avec la transition bas-carbone des industries chimique et pétrochimique, des aciéristes et de cimentiers. Le développement du marché hydrogène en France est confronté à plusieurs défis :

- Le coût de production élevé de l'hydrogène bas carbone par rapport à l'hydrogène gris (issu des énergies fossiles) ;
- Des infrastructures de transport et de stockage encore limitées ;
- La compétitivité face aux autres énergies renouvelables et aux nouvelles batteries électriques.

Le bassin industriel de Fos-sur-Mer regroupe les industriels potentiellement clients d'HyGreen et la combinaison avec le projet de stockage GeoH2 à Manosque permettrait de proposer une fourniture constante aux utilisateurs d'hydrogène.

2.2.3. **Les services apportés au réseau d'hydrogène, au réseau de transport d'électricité et à l'intégration des énergies renouvelables**

La connexion du projet HyGreen avec une capacité de stockage en cavités salines à Manosque (projet GeoH2 mené par Géométhane) permettrait **une disponibilité continue de l'hydrogène** même en cas de fluctuations de la production ou de la demande.

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, si le projet se poursuit). Ces services constitueraient l'un des premiers exemples de cette ampleur au niveau de l'Union européenne, et soutiendraient donc la transition vers un système énergétique entièrement décarboné et renouvelable.

Le projet HyGreen, en s'associant à de nouveaux champs de production d'électricité renouvelable et en étant connecté au futur réseau de transport d'hydrogène, contribuerait à renforcer la flexibilité du réseau électrique en modulant son fonctionnement. Ceci peut se résumer par plusieurs mécanismes :

- L'effacement de consommation, procédure prévue par l'article L271-1 du code de l'énergie, qui consiste à réduire temporairement la consommation d'électricité sur sollicitation ponctuelle de RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité, moyennant rémunération : HyGreen pourrait participer à ce mécanisme en réduisant sa consommation d'électricité lors des périodes de forte demande sur le réseau ;
- La flexibilité curative, qui implique une réduction rapide de la consommation en réponse à des aléas imprévus sur le réseau électrique ou à une consommation excessive ;
- La flexibilité préventive, qui consiste à réduire la consommation de manière proactive pour prévenir d'éventuels problèmes : HyGreen pourrait planifier des réductions de consommation lors des périodes prévues de forte demande ou de tension sur le réseau, contribuant ainsi à éviter les surcharges et à maintenir la stabilité du système.

L'usine HyGreen pourrait ainsi adapter sa consommation d'énergie et **soutenir la résilience du réseau de transport d'électricité dans les périodes critiques**.

Le projet permettrait aussi de **soutenir le développement des énergies renouvelables** en facilitant leur intégration dans le système électrique. En 2024, la part de l'ensemble des énergies renouvelables dans la production d'électricité des 27 pays de l'Union européenne (UE) a atteint 47%¹⁶. L'essor des énergies renouvelables a également des répercussions économiques positives. Depuis 2019, l'UE a économisé 59 milliards d'euros en réduisant ses importations de combustibles fossiles, grâce à l'augmentation de la capacité éolienne et solaire.

L'introduction des énergies renouvelables dans le mix énergétique* européen provoque des tensions sur le

¹⁶ « European Electricity Review 2025 », [Ember Energy](https://ember-energy.org/latest-insights/european-electricity-review-2025/) : <https://ember-energy.org/latest-insights/european-electricity-review-2025/>

réseau de transport d'électricité du fait de leurs intermittence : un système de consommation flexible comme celui proposé par HyGreen, permet de rendre des services d'équilibrage au réseau électrique.

D'une manière générale, la production d'hydrogène renouvelable et bas carbone contribue à **l'indépendance énergétique de la France** et à réduire la dépendance aux combustibles fossiles.

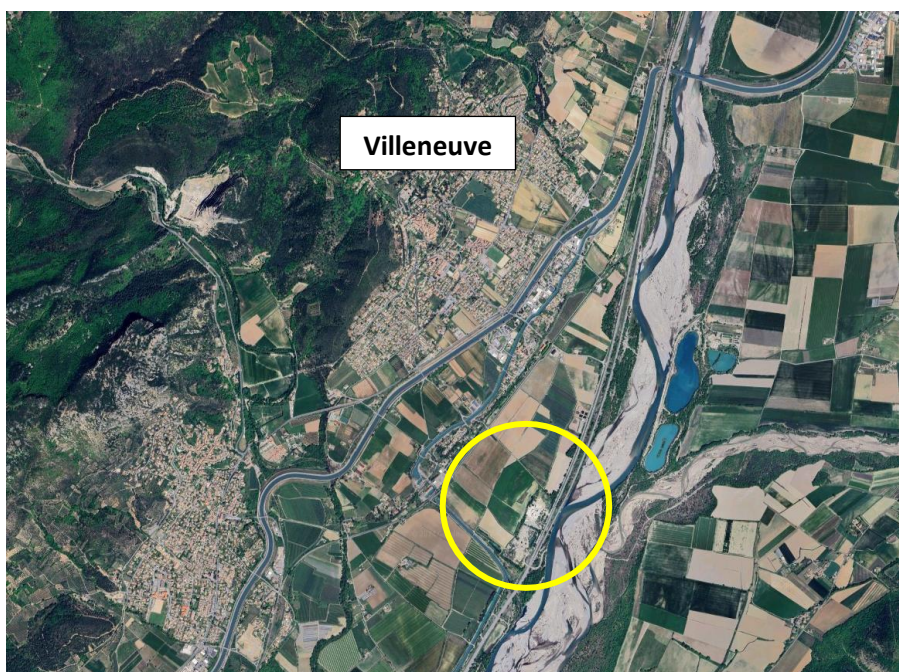
2.3. La localisation géographique du projet

L'usine du projet HyGreen serait implantée sur la commune de Villeneuve, située dans le val de Durance, dans le département des Alpes-de-Haute-Provence (région Sud – Provence-Alpes-Côte d'Azur).

Le site est plus précisément au sud de la commune de Villeneuve et à environ 8 km au nord de la commune de Manosque, à proximité de la rivière Durance et du canal EDF, le long de l'autoroute A51 Marseille – La Saulce. Il se trouve aux lieux dits : Les Rabelines, Les Petites Lombardes, Les Iscles.

Le site est facilement accessible en empruntant les chemins communaux imperméabilisés longeant des zones agricoles ; à noter que cette partie de la commune est sillonnée par divers cours d'eau.

Les vues suivantes indiquent la zone d'implantation du site à l'échelle de la commune de Villeneuve et à l'échelles des lieux-dits :





Aujourd'hui ce terrain a deux statuts différents :

- Une partie de 17,4 hectares, encadrée en **bleu**, est classée au plan local d'urbanisme de Villeneuve en terrain agricole non protégé : elle est destinée à recevoir le projet de production d'hydrogène. Ce terrain a été destiné à une exploitation de carrière sujette à un arrêté préfectoral en 2015. Le projet, n'ayant pas l'adhésion des habitants de la commune, a été abandonné. Le terrain étant partiellement anthropisé, il serait idéal pour installer une unité de production d'hydrogène.
- La seconde partie du terrain, la partie encadrée en **orange** et située le long de l'autoroute A51, d'une superficie de 6,5 hectares, est anthropisée avec actuellement l'exploitation d'une centrale à béton par le groupe Lafarge, et un site d'extraction et préparation de matériaux de construction en cours de fermeture définitive. Cette seconde partie recevrait des panneaux photovoltaïques sur l'empreinte au sol des activités connues.

Pour information, l'énergie produite sur un terrain de 6,5 hectares en ce lieu est estimée ainsi :

- 1600 MWh par an et par hectare, avec rendement moyen des panneaux de 23 %, soit la fourniture au total de la quantité d'énergie suivante : environ 11 000 MWh chaque année.
- La moyenne de cette quantité d'énergie ramenée à 1 heure est d'environ 1,3 MWh/h.

L'irradiance du terrain étant variable quotidiennement et saisonnièrement, ce chiffre varie très significativement durant l'année. Cependant, en raisonnant en énergie horaire moyenne, la fourniture électrique provenant des panneaux photovoltaïques permettrait d'alimenter la consommation d'utilités telles que l'éclairage du site, la ventilation et l'extraction d'air des bâtiments process, le système de contrôle commande etc., ou un module process tel que celui dédié à la purification de l'hydrogène avant injection.

A noter que des discussions sont en cours avec les propriétaires, afin de procéder à la sécurisation administrative et foncière des terrains, puis planifier, avec les parties prenantes concernées, les démarches de modification d'urbanisme et de dépôt des dossiers règlementaires.

Le périmètre du site est bordé par les éléments suivants :

- A l'est : l'autoroute A51 et le lit de la rivière Durance ;
- Au sud : un bras du canal EDF (prenant sa source au barrage de l'Escale et rejoignant la Durance à la jonction des départements du Var, des Bouches-du-Rhône et de Vaucluse, au niveau de

Cadarache) ;

- A l'ouest et au nord : des terrains à vocation agricole.

Le site se trouve au sud de l'aire communale de Villeneuve, sur un terrain plat, et sa faible altimétrie relativement à la zone le rend peu visible en dehors de points de vue élevés, notamment depuis la ville haute de Villeneuve.



Vue sur le site depuis Villeneuve dans l'axe de la centrale EDF

Il est éloigné des habitations à l'exception de quelques maisons à plusieurs centaines de mètres vers l'ouest (chemin du Thor principalement), et se trouve à 300 mètres environ de la déchèterie de Villeneuve et de l'usine de traitement des eaux de Durance Luberon Verdon Agglomération (DLVA), située aux Iscles.

Le site envisagé rassemble la plupart des qualités nécessaires à la bonne intégration d'une installation telle qu'envisagée, notamment considérant les caractéristiques suivantes :

- Eloignement des constructions ;
- Zone à vocation de production (agricole ou industrielle) peu valorisable pour l'habitat ;
- Proximité des connexions nécessaires à l'exploitation de la nouvelle installation (eau et futur réseau d'alimentation électrique).



Vue du terrain depuis le Sud-Ouest



Vue du terrain depuis l'Ouest



Vue du terrain depuis Nord-Ouest

2.4. Un projet mené en partenariat avec les acteurs et les projets locaux

Le projet HyGreen est développé et coordonné par ENGIE, en liaison avec Géométhane, développeur du projet GeoH2 de stockage d'hydrogène à Manosque, et GRTgaz, devenu NaTran, développeur du projet de réseau de transport d'hydrogène par canalisations qui desservirait HyGreen, afin d'assurer la cohérence globale du futur écosystème d'hydrogène.

L'équipe du projet HyGreen travaille également en étroite collaboration avec des acteurs publics tels que la commune de Villeneuve, Durance Luberon Verdon Agglomération (DLVA), et la Région Sud – Provence-Alpes-Côte d'Azur qui a notamment la charge de la feuille de route régionale de transition énergétique. Compte tenu de son ampleur, le projet HyGreen représente une opportunité de développement économique stratégique pour le territoire, tout en favorisant la constitution d'un écosystème intégré d'hydrogène renouvelable et bas carbone.

Les acteurs publics locaux ont été impliqués dès le début du processus de développement afin de garantir une compréhension approfondie des caractéristiques du projet HyGreen et d'anticiper les attentes du public.

2.4.1. Durance Luberon Verdon Agglomération (DLVA)

Durance Luberon Verdon Agglomération (DLVA) est une communauté d'agglomération située au sud-ouest du département des Alpes-de-Haute-Provence et comprenant 25 communes dont la principale est Manosque. DLVA constitue la plus grande concentration urbaine du département, même si son territoire est principalement rural.

Le territoire de l'Agglomération Durance Luberon Verdon (DLVA) est surnommé la "Vallée des Énergies", en raison de son histoire riche dans le domaine énergétique. Depuis plusieurs décennies, la vallée de la Durance s'est imposée comme un acteur majeur de la production d'énergies renouvelables en France. Les nombreux barrages hydroélectriques sur la Durance, le centre de formation d'ENEDIS, les vastes parcs solaires et l'accueil de projets emblématiques et stratégiques pour la souveraineté énergétique de la France, tels qu'ITER et le centre de recherche de Cadarache, témoignent de cet héritage. DLVA est un territoire pionnier dans les énergies décarbonées et possède un savoir-faire reconnu dans les énergies propres.

Le territoire de DLVA est notamment équipé de 8 centrales photovoltaïques au sol (donnée 2022), pour un total de 127 MWh de puissance installée, principalement situées sur des espaces naturels et agricoles, sur les communes de Gréoux-les-Bains (2 centrales), d'Esparron-de-Verdon (2 centrales), de Valensole (1 centrale), de Vinon-sur-Verdon (1 centrale), de Puimichel (1 centrale aux Mées) et de Sainte-Tulle (1 centrale).

Le développement d'HyGreen sur le territoire de DLVA est ainsi mené dans la continuité d'une réflexion stratégique depuis plusieurs décennies dédiée aux énergies décarbonées.

Le nouveau **Plan Climat Air Énergie Territorial (PCAET)** de DLVA¹⁷ fixe les objectifs suivants en matière d'énergie : soutenir la sobriété énergétique ; développer la production d'énergies renouvelables ; et accompagner les communes et les projets citoyens. Il **mentionne notamment le projet HyGreen parmi les actions concrètes entreprises pour atteindre ces objectifs**. La création d'un hub hydrogène (incluant le projet de stockage GeoH2 mené par Géométhane, et le projet de transport d'hydrogène par canalisations mené par GRTgaz devenu NaTran) vient en effet soutenir concrètement ces engagements en favorisant l'intégration des énergies renouvelables et en contribuant à une réduction significative des émissions de gaz à effet de serre.

Ce développement d'écosystème de production, stockage et d'acheminement d'hydrogène s'inscrit pleinement dans la continuité historique de la Vallée des Énergies, en capitalisant sur un savoir-faire local et une expertise reconnue. Il représente une opportunité de conforter DLVA comme un leader régional et national dans le domaine des énergies renouvelables.

2.4.2. **Géométhane et GRTgaz, devenu NaTran, pour les projets de stockage et de transport d'hydrogène**

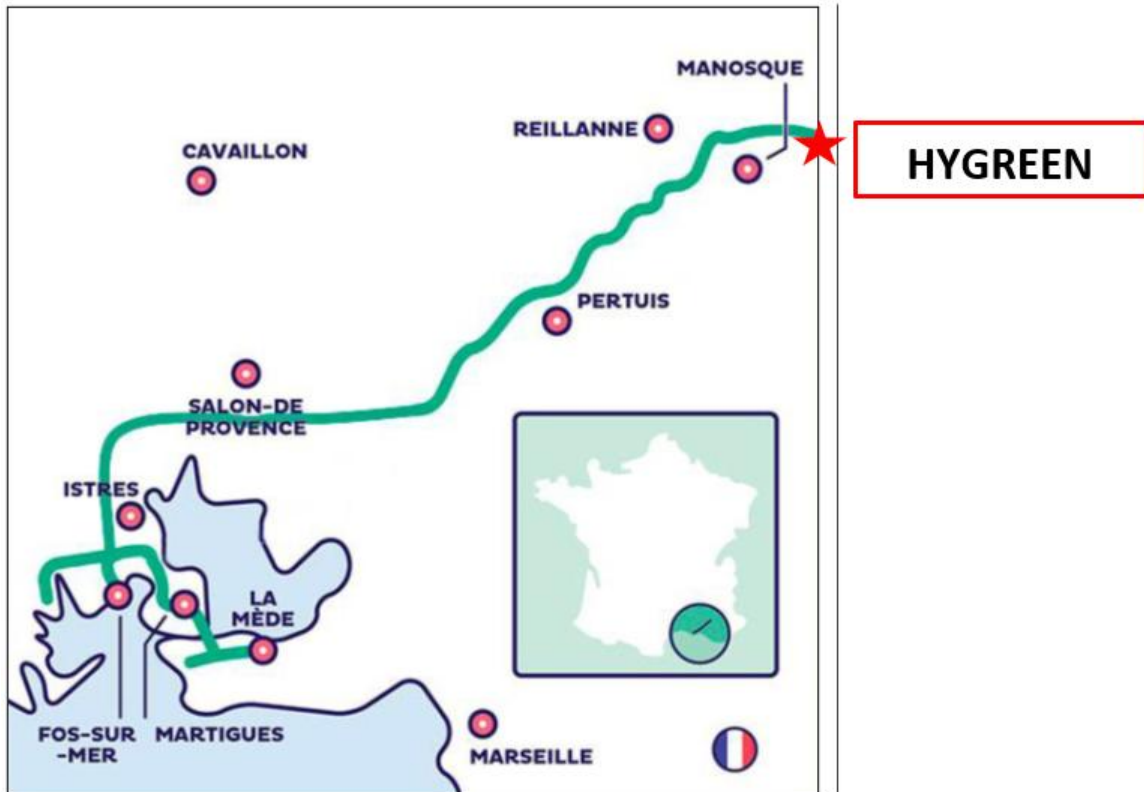
Le **développement d'un écosystème de l'hydrogène** dans la région Sud représente une approche territoriale unique pour la décarbonation de la région et plus particulièrement des industries fortement carbonées de la zone portuaire de Fos-sur-Mer et de l'étang de Berre.

Ce projet d'écosystème d'**hydrogène renouvelable et bas carbone** est composé des segments suivants :

- la production d'hydrogène, à laquelle contribuerait le projet **HyGreen** ;
- Le projet de stockage en cavités salines souterraines (**GeoH2**) sur le site de Géométhane à Manosque ;
- Le projet de **réseau de transport par canalisations** porté par NaTran depuis Manosque jusqu'à Fos-sur-Mer et incluant la dorsale HY-FEN allant du Sud de la France vers la frontière allemande.

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.

¹⁷ Consulter la synthèse en ligne : https://www.dlva.fr/wp-content/uploads/2024/09/DLVA_2024_PCAET_A5-WEB.pdf



Contexte géographique du projet HyGreen

Pour la mise en œuvre de cet écosystème de l'hydrogène, un comité intégré se réunit de manière trimestrielle afin de coordonner les efforts des trois porteurs de projets.

Le comité intégré est chargé de :

- S'assurer que les trois projets sont connectés de manière cohérente et présentent des synergies stratégiques ;
- Aligner les objectifs des projets ;
- Valider les interfaces entre les projets ;
- Examiner les risques et opportunités des projets intégrés.

Le comité intégré est composé de membres du comité exécutif de chaque partie prenante et de représentants de chaque projet. Toute recommandation du comité doit être validée à l'unanimité.

3. Les caractéristiques techniques du projet

3.1. Le fonctionnement du site en exploitation

HyGreen vise à répondre à une demande continue d'hydrogène. La plupart des consommateurs seraient des sites industriels situés essentiellement dans le bassin de Fos-sur-Mer (à environ 130 km).

L'infrastructure d'approvisionnement située à Villeneuve permettrait de produire et compresser l'hydrogène pour ensuite l'injecter à flux tendu dans un hydrogénéoduc (aujourd'hui en projet) exploité par NaTran, qui connecterait ensemble les sites de production, les stockages-tampons (notamment le site GeoH2 en projet à Manosque) et les consommateurs.

Le modèle de fonctionnement du site est conçu de manière à assurer un approvisionnement continu tout au long de l'année. L'hydrogène produit par les électrolyseurs puis épuré et compressé serait envoyé vers l'hydrogénéoduc pour satisfaire directement la demande des industriels.

Dans le cas où la demande serait inférieure à la production, l'hydrogène produit serait stocké en cavité saline (le stockage-tampon) sur le site de Manosque exploité par GeoH2.

En cas de demande d'hydrogène supérieure à la production instantanée, le complément serait fourni par le stockage-tampon de Manosque.

Si le stockage-tampon est saturé et la demande inférieure à la capacité de production, l'opérateur du site HyGreen pourra momentanément baisser la capacité de production, voire mettre en veille ou stopper des électrolyseurs. La remise en route de l'installation serait instantanée en sortie de mode veille, et quasi-instantanée après un arrêt total (le temps de la remontée en température de l'équipement).

Le profil de fonctionnement, c'est-à-dire le cycle de charge-décharge selon une échelle de temps variable (quotidienne, mensuelle ou annuelle), s'adapterait selon les besoins des industriels. L'infrastructure globale telle que définie et intégrant la production, le stockage et la distribution, offre une grande robustesse de fonctionnement et une flexibilité considérable, garantissant ainsi le maintien des meilleures conditions opérationnelles chez les consommateurs.

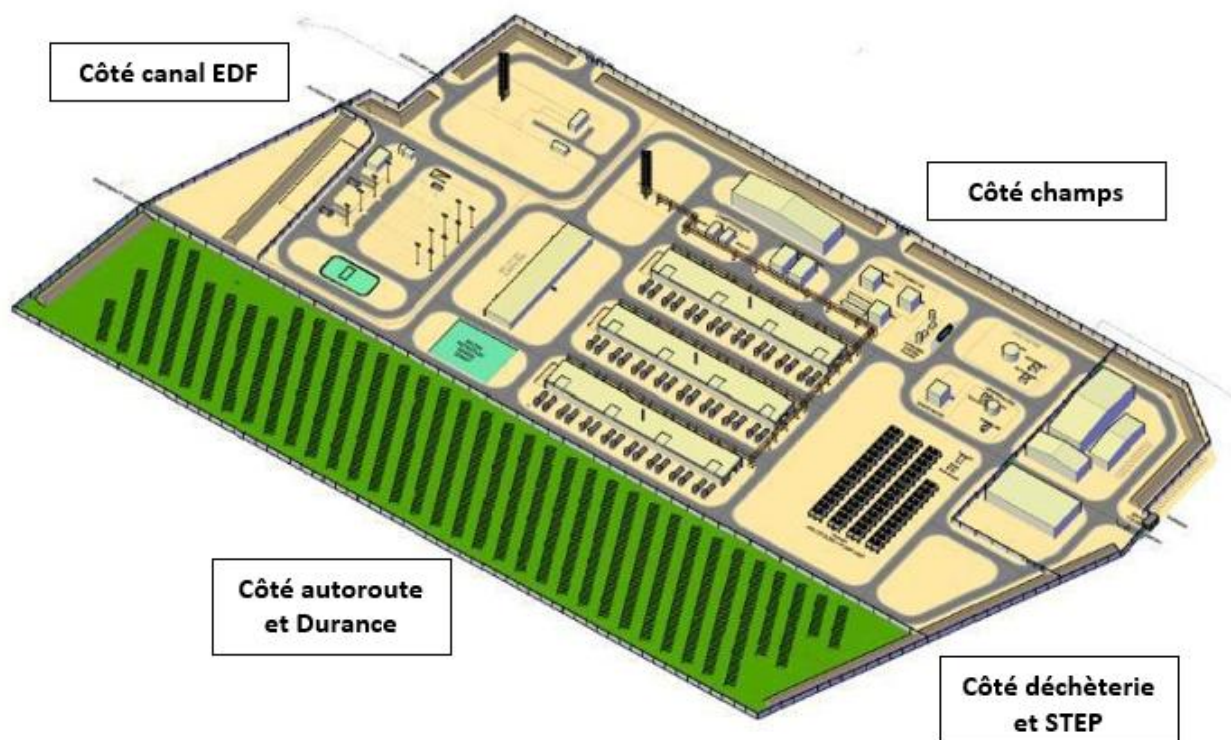
Trois points importants sont à noter :

- La pression dans l'hydrogénéoduc exploité par NaTran serait constante.
- L'hydrogénéoduc est, en soi, aussi une capacité de stockage (par exemple : un hydrogénéoduc d'une longueur de 100 km de long et 40 cm de diamètre intérieur, contenant du gaz à 70 barg*, représente une valeur de stockage brute de 71,5 tonnes, soit environ 40 tonnes utiles pour du soutirage, considérant une valeur de pression-plancher de 30 barg*, en-deçà de laquelle le soutirage n'est plus possible).
- Il n'est pas envisagé de stockage d'hydrogène sur le site en dehors du gaz présent dans les équipements.

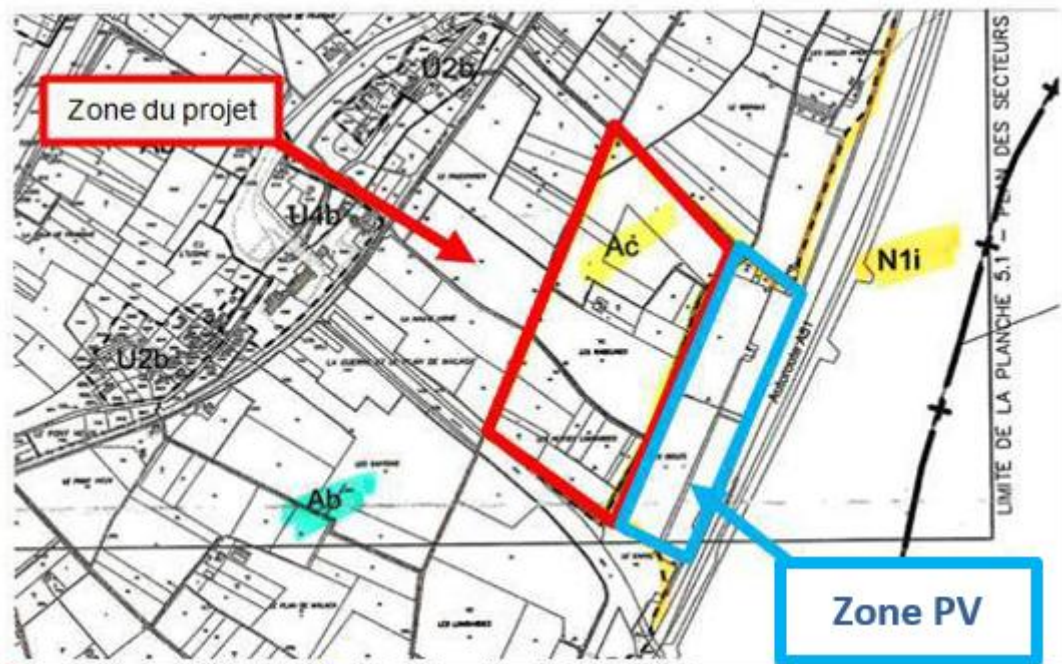
3.2. L'emprise et le schéma général de fonctionnement du projet

La vue épurée plus bas montre l'aspect général du site avec ses différents modules.

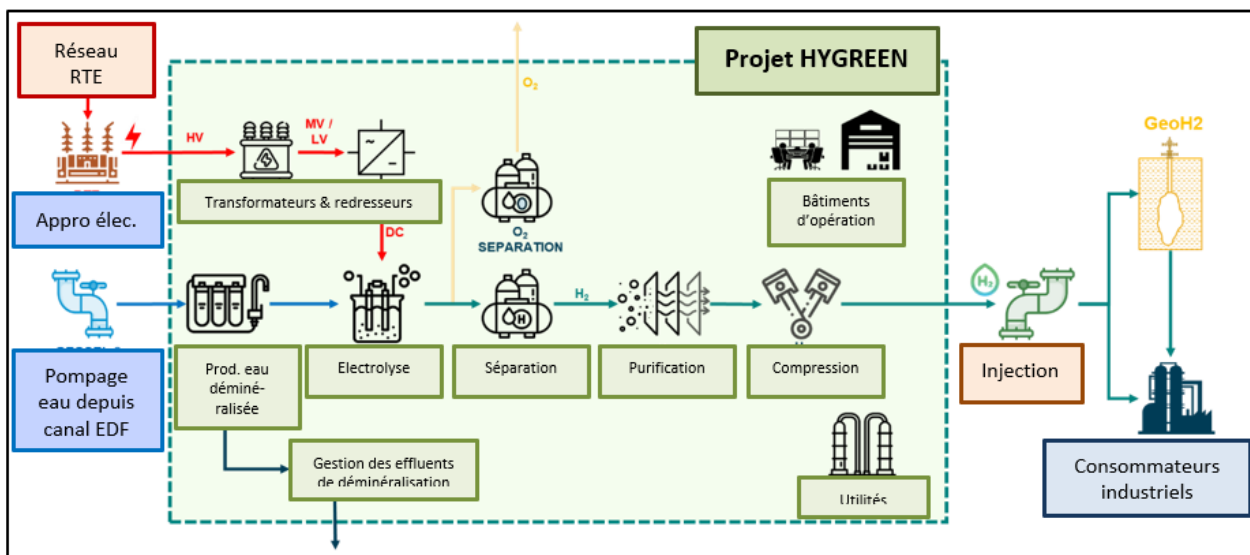
Afin d'intégrer au mieux l'installation, l'option retenue est d'installer les différents composants du site de manière aérée, en visant la plus faible hauteur totale et l'empreinte au sol la plus réduite possible afin de sauvegarder le maximum de pleine terre, limitant ainsi l'artificialisation des sols.



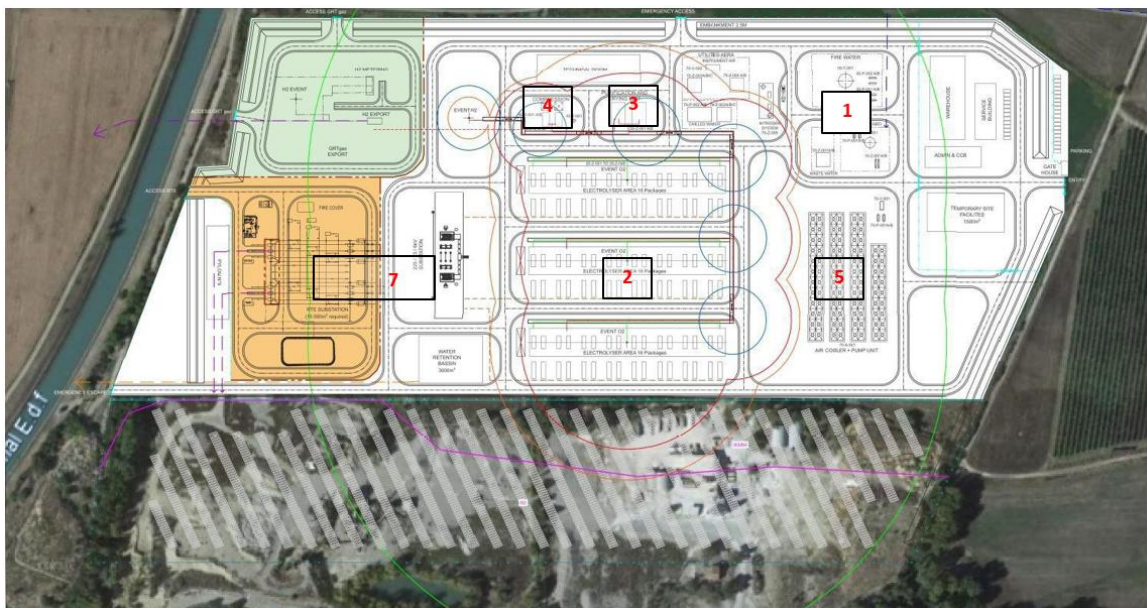
Pour plus de précision, la vue suivante montre les limites de la zone de production d'hydrogène (en rouge), et l'aire réservée, dans le cadre d'un autre projet, à la possible installation de panneaux photovoltaïques (délimitée en bleue) ; voir chapitre 2.3 pour l'évaluation du potentiel photovoltaïque et son utilisation.



L'image ci-dessous montre de manière très schématisée le fonctionnement de l'installation :



Le plan qui suit montre l'arrangement des différents modules au sein de l'installation ; les modules sont repérés par un numéro correspondant à la description plus loin.



L'installation est essentiellement composée des principaux modules suivants :

- **Module 1** : Import et traitement de l'eau brute
- **Module 2** : Modules d'électrolyse (3 modules)
- **Module 3** : Système de purification de l'hydrogène
- **Module 4** : Station de compression de l'hydrogène
- **Module 5** : Batteries de refroidissement
- **Module 6** : Export de l'hydrogène
- **Module 7** : Raccordement au réseau électrique

L'installation est aussi composée d'utilités diverses qui seront listées plus loin, avec un résumé de leur fonction.

3.3. Description des modules et des interfaces

3.3.1. Les modules d'électrolyse

La puissance totale d'électrolyse* prévue est de **240 MW**, répartie en trois modules de 80 MW chacun. Chaque module comprend plusieurs électrolyseurs, le nombre de ces derniers dépend de leur capacité unitaire. En prenant l'exemple d'électrolyseurs de 5 MW de puissance, c'est-à-dire produisant environ 2 tonnes d'hydrogène par jour, il faudra 16 électrolyseurs par module de 80 MW. A noter que les fournisseurs d'électrolyseurs travaillent activement sur la conception d'équipements de plus forte capacité (20 MW).

Le fonctionnement des modules est contrôlé par une supervision générale déployée sur l'ensemble du site.

L'intégration des trois modules peut être réalisée en trois phases, en l'occurrence une phase initiale de démarrage de l'usine, suivie de deux phases d'augmentation de capacité. Cette procédure de phasage impliquerait une étude fine et circonstanciée des impacts de la coactivité sur la sécurité générale de fonctionnement du site.

Le rôle de l'électrolyseur est de dissocier les atomes de la molécule d'eau pure (de formule chimique H_2O) afin d'en extraire séparément les atomes d'hydrogène et d'oxygène ; la technologie d'électrolyse qui sera employée n'est pas encore arrêtée ; le choix entre électrolyse alcaline et électrolyse à membrane sera fait

ultérieurement après validation des performances proposées par les fournisseurs.

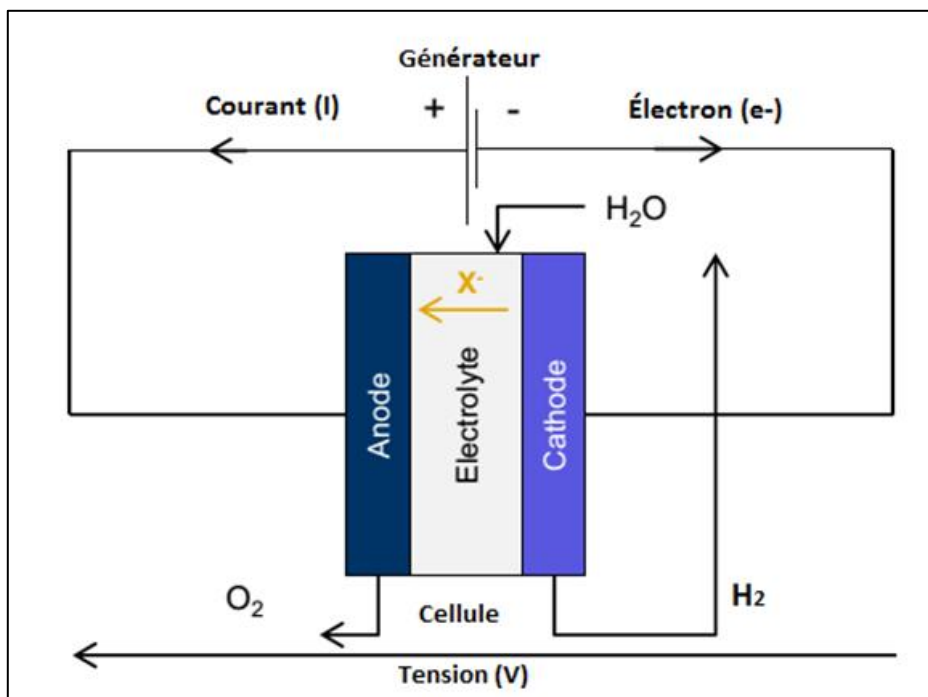
L'eau pure obtenue à l'étape de traitement / déminéralisation est injectée dans les électrolyseurs, puis se décompose sous l'action de l'électricité. Deux technologies sont majoritairement utilisées :

L'électrolyse alcaline

Dans un électrolyseur alcalin, l'eau est mélangée à de la potasse, formant ainsi l'électrolyte et créant les conditions favorables à l'électrolyse de l'eau.

Physiquement, l'électrolyseur alcalin est une structure divisée en plusieurs « électrolyseurs- cellules » empilés et formant un corps compact. Chaque cellule comprend une plaque et une électrode d'anode, son équivalent cathodique plaque / électrode, et une chambre de séparation comprenant une membrane baignant dans une solution ionique, la potasse.

L'anode, borne positive, et la cathode, borne négative, sont traversées par un courant continu entraînant une réaction d'oxydation et de réduction.



Source : Encyclopédie de l'énergie

L'oxygène, produit par l'anode, et l'hydrogène, produit par la cathode, sont captés séparément avant d'être envoyés vers un procédé de purification. La pression de sortie des gaz est variable selon la technologie choisie.

Les photos montrent un banc d'électrolyseurs alcalins, puis un électrolyseur simple avec son système d'épuration.



Source : Electrolyseurs alcalins McPhy - (Site de Hebei - Chine)

L'électrolyse PEM (Proton Exchange Membrane)

L'électrolyse acide comprend un électrolyte solide à membrane polymère conductrice de protons. Le principe de séparation des gaz est semblable au procédé alcalin.

Cette technologie n'emploie pas d'électrolyte liquide (la potasse), ce qui a pour avantage d'une part de limiter la corrosion interne, et d'autre part d'éviter la manipulation d'un produit corrosif. De plus, l'absence de solution liquide permet une conception plus simple et plus compacte avec des performances au moins égales à la solution alcaline.

Parmi les inconvénients figurent le coût de la membrane (utilisation de métaux nobles pour sa fabrication) et sa grande sensibilité à la qualité de l'eau déminée entrante, le bouchage des pores de la membrane étant irréversible.

Ce type d'électrolyseur est particulièrement facile à piloter grâce à sa grande réactivité et adaptabilité aux conditions d'entrée, notamment la variabilité de la source d'alimentation électrique. La valeur de pression de sortie du gaz peut aller de la pression atmosphérique à plusieurs dizaines de bars, valeur de sortie ajustable lors de la construction de l'équipement.



Source : Electrolyseurs PEM Siemens (Site de Mainz – Allemagne)

Module d'électrolyse : tableau de valeurs indicatives

Puissance totale d'électrolyse	240 MW
Consommation d'énergie élec moyenne des électrolyseurs	environ 5 kWh/Nm ³ H ₂
Quantité d'eau déminéralisée consommé	0,9 L/Nm ³ d'hydrogène
Quantité d'eau brute consommée	Environ 2 fois la consommation d'eau déminéralisée requise
Critère de pureté de l'hydrogène	≥ 99,8%
Pression de sortie électrolyseur	30 barg*
Pression d'utilisation en aval	Entre 30 barg* et 70 barg*
Durée de vie d'un électrolyseur	75 000 heures à pleine charge (≈ 10 ans)

3.3.2. Le système de purification de l'hydrogène

Par effet d'entraînement des bulles dans les électrolyseurs, l'hydrogène et l'oxygène contiennent de l'eau et d'éventuelles traces de potasse. Ces éléments ne doivent pas atteindre le réseau de distribution : les flux sont donc épurés et l'eau réemployée dans l'électrolyseur.

La première étape est une séparation de la phase liquide par gravité afin de récupérer par séparation l'électrolyte résiduelle (potasse).

Le gaz, débarrassé de la potasse, est ensuite envoyé dans une tour de lavage alimentée par de l'eau déminéralisée, puis refroidi afin d'en soustraire l'humidité par condensation.

Les produits liquides récupérés sont recyclés selon leur utilité, puis réinjectés par pompage dans les électrolyseurs où ils resserviront à nouveau. Concernant la potasse (de formule chimique KOH), il faut noter que les électrolyseurs sont remplis de cette solution lors de leur mise en service, et ne nécessitent quasiment aucun complément, ou alors très occasionnellement après une maintenance sur le circuit de potasse.

Le complément en eau déminéralisée est réalisé en tant que de besoin après remontée des informations vers la supervision depuis l'instrumentation intégrée à l'électrolyseur.

3.3.3. La station de compression de l'hydrogène pur

L'hydrogène sortant du procédé de séparation est comprimé jusqu'à la valeur d'usage définie initialement à la station d'export.

Les deux technologies généralement employées pour élever la pression sont :

- Les compresseurs à membranes
- Les compresseurs à pistons

Le choix de la technologie de compression prend en compte la pression finale demandée et la quantité de gaz à compresser.

Dans le cas qui nous intéresse ici, la pression en sortie d'électrolyseur étant élevée (estimation : 30 barg* à 20°C), et la pression utile en aval relativement peu élevée (70 barg* maximum), la technologie retenue est le compresseur réciproque à pistons et à un étage.

3.3.4. Le système de refroidissement

Ce système permet de refroidir une boucle d'eau dont la fonction est d'assurer le maintien à la bonne température des sous-systèmes suivants :

- Les redresseurs de tension
- Le module de purification
- Le module de compression
- La recirculation de potasse (en cas d'électrolyseur alcalin)

La circulation de l'eau dans la boucle de refroidissement est assurée par un ensemble de pompes dont le déclenchement en cascade dépendra du débit d'eau nécessaire défini par la supervision.

L'eau circulant dans la boucle est refroidie par des échangeurs équipés de moto-ventilateurs. Ces derniers seront capotés de manière à limiter le bruit et rester dans les limites imposées par la réglementation.

Afin d'éviter la concentration d'éléments chimiques dans les différentes sous-sections de la boucle de refroidissement, il serait nécessaire de procéder à une déconcentration du liquide de refroidissement ; le besoin de purge est déterminé par une analyse en ligne dont les valeurs sont reportées en supervision.

3.3.5. Les circuits de refroidissement

L'eau de refroidissement est principalement destinée aux équipements suivants :

- Electrolyseurs
- Redresseurs
- Purificateurs
- Compresseurs

L'eau introduite dans les différents circuits de refroidissement nécessite un traitement spécifique pour préserver l'intégrité des tuyauteries et des échangeurs. Le traitement implique donc l'injection de produits spécifiques afin d'éviter les risques biologiques tels que la prolifération de bactéries, à l'image de la préparation d'eau potable pour la consommation des personnes.

3.4. L'injection de l'hydrogène produit par HyGreen dans le futur réseau de transport d'hydrogène

Le poste de comptage et d'analyse permet d'injecter dans le futur réseau de canalisations réalisé et exploité par NaTran (nouveau nom de GRTgaz) l'hydrogène produit par un client industriel (ici ENGIE).

Les installations prévues opèrent de façon autonome et permettent d'assurer le suivi précis des flux transportés, vérifiant à la fois les quantités et la pureté de l'hydrogène injecté. Elles permettent également de réguler le débit d'injection d'hydrogène vers le réseau de transport.

D'autre part, un poste de comptage et d'analyse peut également inclure la fonction de poste de demi-coupure.

Les postes de demi-coupure permettent le nettoyage du réseau à l'aide de pistons ainsi que l'inspection interne des canalisations relevant d'une imposition. Ces derniers, épousant la circonférence du tube, sont poussés par le gaz et refoulent ainsi les dépôts éventuels.

L'envoi et la réception de pistons se font à l'aide de gares (une gare de racleur est un équipement installé aux extrémités d'une tuyauterie et qui permet l'envoi et / ou la réception de pistons servant à nettoyer l'intérieur de la tuyauterie par raclage). Elles comportent un sas destiné à l'introduction ou à la réception des pistons et un robinet côté canalisation.

Ces postes sont aériens et doivent être facilement accessibles.

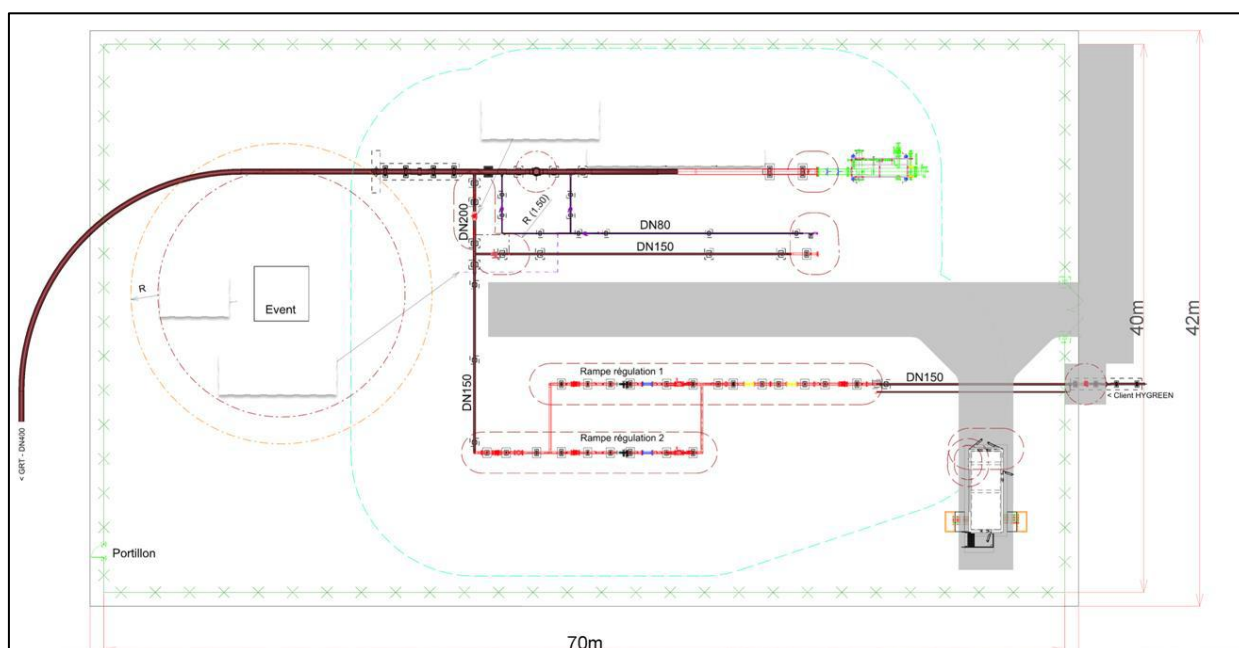


Schéma du poste d'injection (source : NaTran)

3.5. L'alimentation en électricité

3.5.1. Le raccordement électrique nécessaire au site

Le site doit être raccordé au réseau public de transport d'électricité (RTE) ; la puissance de raccordement de l'installation serait de 250 MW répartie comme suit :

- 240 MW pour les électrolyseurs ;
- 10 MW de puissance tournante pour les équipements connexes et auxiliaires.

Une demande de raccordement au réseau public de transport a été formulée dans ce sens par ENGIE auprès

de RTE.

Ce niveau de puissance nécessite un raccordement au niveau de tension 225 000 volts.

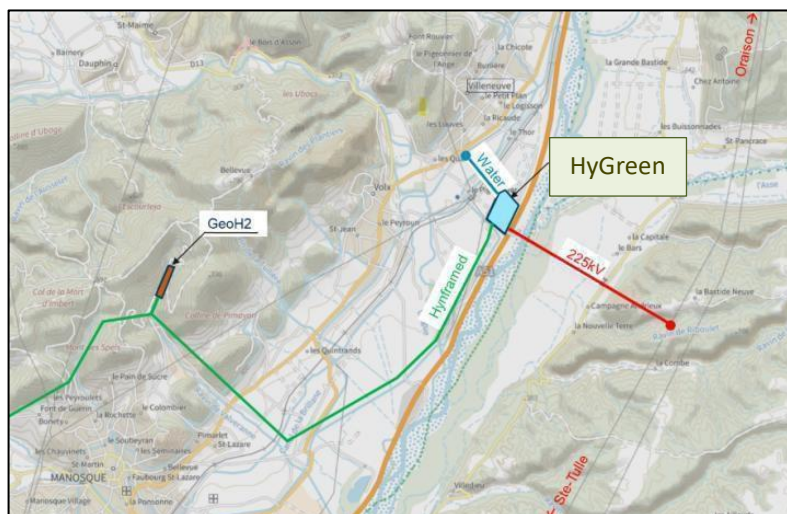


Image : parcours envisagé pour la nouvelle ligne à Haute-Tension

La solution retenue à ce jour est une liaison entre la ligne Oraison – Sainte-Tulle et le site (liaison en rouge sur la carte), cependant plusieurs autres possibilités de raccordement sont à l'étude et aucune variante de raccordement n'est écartée à ce jour. Elles feront l'objet d'une analyse multicritères prenant en compte les aspects environnementaux, sociaux, paysagers, techniques et financiers.

Au sein de l'installation, la haute tension de 225 000 volts, nécessaire au fonctionnement du site, serait abaissée à 33 000 volts au moyen de trois transformateurs (un par module d'électrolyseur plus un en réserve) pour être adaptée aux besoins du site.

Les transformateurs utilisés seraient en adéquation avec les exigences de RTE afin de limiter la génération de perturbations sur le réseau (filtration des harmoniques).

L'électricité serait ensuite répartie vers des transformateurs desservant les différents équipements (éclairage, compression, alimentation des systèmes de sécurité...) et les électrolyseurs ; pour ces derniers, le courant triphasé alternatif (AC) est converti en courant continu (DC) au moyen de redresseurs.

3.5.2. La concertation Fontaine sur le raccordement électrique du projet

Suivant l'article R121-2 du code de l'environnement, RTE n'est pas soumis, pour ce type de raccordement, à une concertation préalable du public avec saisine obligatoire ou facultative de la Commission nationale du débat public (CNDP). Mais compte tenu des exigences liées à la notion de projet au sens de l'article L.122- 1 du code de l'environnement, les ouvrages de raccordement, relevant du même projet que les installations du client (ENGIE), seraient soumis également à concertation préalable du public. Les concertations relatives au raccordement se dérouleront :

- D'une part, dans le cadre fixé par l'article L.121-8 du code de l'environnement, en association avec les maîtres d'ouvrage du projet global (concertation préalable ou débat public décidés par la CNDP pour donner suite à sa saisine) ;
- D'autre part, dans le cadre spécifique aux ouvrages du réseau public de transport (concertation Fontaine). L'objectif de cette concertation, décrite dans la circulaire signée par la ministre déléguée à l'Industrie le 9 septembre 2002, relative au développement des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, est de définir avec les parties prenantes, élus, services de l'état et les associations représentatives, les caractéristiques du projet ainsi que les mesures

d'insertion environnementale. Cette concertation Fontaine se déroule généralement en 2 étapes :

1. La première étape porte sur la présentation du projet et la délimitation, avec les parties prenantes, d'une aide d'étude ;
2. La seconde étape consiste au recensement des différentes contraintes et enjeux à l'intérieur de cette aire d'étude, à présenter les différentes solutions envisageables pour aboutir au choix de l'une d'entre elles, afin de définir un fuseau de moindre impact.

La concertation Fontaine complète la concertation du public, l'une et l'autre s'enrichissent mutuellement. La situation du projet au regard d'une éventuelle évaluation environnementale est déterminée selon l'article L.122-1 du code de l'environnement. Celui-ci prévoit que les « projets qui, par leur nature, leur dimension ou leur localisation, sont susceptibles d'avoir des incidences notables sur l'environnement ou la santé humaine font l'objet d'une évaluation environnementale en fonction de critères et de seuils définis par voie réglementaire et, pour certains d'entre eux, après un examen au cas par cas effectué par l'autorité environnementale ». Les ouvrages de raccordement, relevant du même projet que les installations du client, sont donc soumis à l'étude d'impact commune. Une enquête publique doit être réalisée pour le projet à l'issue de l'étude d'impact. Le recours à une déclaration d'utilité publique pourrait être nécessaire pour les parcelles dont les propriétaires ne souhaitent pas vendre selon un accord négocié.

3.5.3. L'approvisionnement du site de production d'hydrogène en électricité renouvelable et bas carbone

Le site serait approvisionné en énergie par le réseau RTE. L'électricité serait un mix d'origine électro-nucléaire et renouvelables.

Un complément d'énergie serait possible en captant celle en provenance du site de production photovoltaïque qui se situerait sur la parcelle voisine, cependant cette énergie ne couvrirait qu'une partie très limitée des besoins.

3.6. L'alimentation en eau

3.6.1. Les besoins en eau

En termes de consommation d'eau, la production de 1 kg d'hydrogène par électrolyse nécessite 10 litres d'eau déminéralisée, auxquels s'ajoute la même quantité d'eau brute supplémentaire nécessaire au procédé de déminéralisation, notamment pour le nettoyage de filtres à contre-courant par exemple.

L'eau supplémentaire n'étant pas contaminée mais seulement plus concentrée en éléments de composition, elle sera rendue au milieu naturel d'où elle est soutirée, à – approximativement – la même température que lors du pompage, le procédé de déminéralisation n'induisant pas de besoin de chaleur.

L'objectif de production du projet HyGreen est de 30 000 tonnes d'hydrogène par an, ce qui correspond à une consommation annuelle maximum de 300 000 m³ d'eau déminéralisée, soit 821 m³ par jour. La consommation d'eau journalière représenterait le volume d'un cube de 9,35 mètres de côté, soit quelques secondes du débit moyen naturel de la Durance.

3.6.2. Import et traitement de l'eau brute

L'eau nécessaire au process serait pompée dans le canal EDF situé à proximité du site, puis amenée à l'unité de traitement (repère **1** sur le plan) dont l'objectif est d'alimenter 2 sous- systèmes :

- Les électrolyseurs, qui utilisent de l'eau déminéralisée extrêmement pure ;
- Les différents circuits de refroidissement nécessaires au bon fonctionnement de certains modules montant en température ou ayant besoin d'eau réfrigérée ; à noter que l'eau du canal est nécessaire au remplissage de la boucle de refroidissement, puis celle-ci fonctionnera en circuit fermé, avec un appoint ponctuel si nécessaire.

3.6.3. La déminéralisation de l'eau

L'eau brute contient des éléments incompatibles avec les internes des électrolyseurs, qui peuvent donc altérer gravement leur fonctionnement et leur durée de vie s'ils sont introduits dans l'équipement. Pour éviter cela, il est donc nécessaire de séparer la matière organique et minérale en suspension dans l'eau afin d'obtenir de l'eau pure. A ce stade, la technologie n'est pas précisément arrêtée car certains fournisseurs d'électrolyseurs intègrent leur propre système de déminéralisation

L'épuration de l'eau peut se faire par adoucissement, osmose inverse et électrodéionisation. L'eau est purifiée jusqu'au niveau de qualité requis selon la norme spécifiée par les fabricants d'électrolyseurs.

Pour exemple, l'un des procédés standards applicables pour le traitement de l'eau est le suivant :

- 1^{er} étage : filtration au moyen de filtres à sable ; les filtres sont nettoyés par lavage en injectant à contre-courant de l'eau industrielle prélevée en amont du système (à noter que cette eau peut être renvoyée au milieu naturel ou réemployée car non polluée)
- 2^{ème} étage : ultrafiltration au moyen de filtres spécifiques nettoyés par lavage à contre-courant avec injection de produits basiques ensuite neutralisés
- 3^{ème} étage : deux niveaux d'osmose inverse
- 4^{ème} étape : dégazage du CO₂ et de l'O₂ dissous dans l'eau
- 5^{ème} étape : électrodéionisation afin d'obtenir de faibles niveaux de conductivité et de silice

L'eau déminéralisée est ensuite stockée dans un réservoir-tampon avant d'être utilisée dans les électrolyseurs.

Le processus de déminéralisation ne nécessite pas de produits particuliers, et les eaux "concentrées" rejetées, contenant toute la matière en suspension entrante dans le processus de traitement de l'eau, retournent dans le milieu naturel, milieu duquel elles proviennent, en l'occurrence le canal EDF.

Pour faire une analogie sur l'impact de la concentration :

Si l'on capte 1 litre d'eau de mer contenant environ 37 grammes de sel, le système de désalinisation produirait environ 0,5 litre d'eau « pure » et rejetterait 0,5 litre d'eau contenant les 37 grammes, ce qui revient à concentrer la charge initiale sur un demi-litre mais sans ajouter quoi que ce soit à ce qui a été prélevé.

Dans le cas de l'eau douce captée dans le canal pour le processus de déminéralisation, le taux de résidus secs (c'est-à-dire la fraction sèche qui reste après évaporation de l'eau) serait au maximum de l'ordre de quelques grammes selon la turbidité. Dans des conditions, les résultats obtenus sont 0,5 litre d'eau déminéralisée pure, et un renvoi au canal de 0,5 litre avec les quelques grammes initialement contenus dans le prélèvement initial, composés de quelques minéraux et éléments organiques en suspension, ce qui reste relativement peu et à l'image de l'exemple plus haut n'ajoute pas d'éléments à ce qui a été pompé.

3.7. Récapitulatif des flux et émissions entrantes et sortantes sur le site du

projet

3.7.1. Identification des flux / émissions entrantes

Flux et émissions entrants		
Produit	Provenance	Fréquence
Eau brute	Canal EDF	Continue
Eau potable	Réseau de la ville	Episodique
Electricité mode nominal	RTE	Continue
Electricité mode dégradé	RTE ou Enedis	Episodique
Glycol	Fournisseur	Exceptionnelle
Produits adsorbants	Fournisseur	Intermittente
Electrolyte (potasse)	Fournisseur	Exceptionnelle
Produits pour déminée	Fournisseur	Intermittent
Azote	Fournisseur	Intermittente
Gasoil (GES)	Fournisseur	Episodique

3.7.2. Identification des flux / émissions sortantes

Flux et émissions sortants		
Produit	Destination	Fréquence
Eau concentrée	Milieu naturel	Continue
Eau usée (de vanne)	Réseau de collecte	Continue
Eau de pluie collectée	Pluvial ou milieu naturel	Episodique
Glycol	Traitement spécialisé	Exceptionnelle
Produits adsorbants	Traitement spécialisé	Intermittente
Electrolyte (potasse)	Traitement spécialisé	Exceptionnelle
Produits pour déminée	Traitement spécialisé	Intermittent
Fumées GES	Atmosphère	Episodique

4. L'insertion du projet au sein du territoire

4.1. La gestion des risques

Le projet comprend des équipements de technologie avancée, chacun présentant des particularités, mais tous devant répondre aux exigences d'une sécurité optimale.

Les principaux équipements « à risque » sont :

- Les électrolyseurs
- Les équipements de compression
- La sous-station électrique

Les demandes d'autorisations environnementales seront accompagnées, notamment, d'une **étude de dangers** détaillant l'ensemble des phénomènes dangereux susceptibles d'être générés par chacune des unités du projet, et les effets dominos éventuels, ainsi que les mesures de maîtrise des risques envisagées en conséquence.

Ces études tiendront compte des contributions du public recueillies dans le cadre du débat public et de la concertation continue qui suivra, si le projet se poursuit. Les procédés utilisés sont des technologies relativement classiques avec des risques connus et maîtrisés. S'agissant de la fabrication de l'hydrogène par électrolyse de l'eau, si cette technologie est récente, les caractéristiques de l'hydrogène - qui à l'instar des autres gaz combustibles ou sources d'énergie, nécessite savoir-faire et expérience - sont connues et maîtrisées.

L'étude de préféabilité a été menée afin d'évaluer les risques principaux du projet. L'unité de production d'hydrogène ne sera pas soumise à une classification à risque élevé du fait de la limitation de la quantité d'Hydrogène sur le site, qui sera directement injecté sur le réseau.

4.1.1. Identification des principaux risques

Considérant les procédés et équipements employés, les principaux risques directs identifiés sont les suivants (hors effets domino) :

Risque	Cause	Conséquence
Explosion de gaz	Accumulation de gaz	Effets thermiques et pneumatiques
Feu électrique dans un bâtiment électrolyseur	Possible inflammation de l'hydrogène à un événement	Effets thermiques
Inflammation d'hydrogène à un événement	Atteinte point d'ignition (étincelle, etc.)	Explosion
Fuite d'hydrogène en zone sensible (électrique)	Non détection de fuite	Explosion
Fuite sur tuyauterie d'hydrogène	Rupture par surpression choc mécanique, vibrations	Inflammation, asphyxie
Exposition à un courant de forte intensité	Perte d'isolation à la connexion au redresseur	Electrocution

Feu chalumeau	Fuite d'hydrogène + point chaud	Effet thermique
Fuite d'azote	Rupture de confinement	Asphyxie

4.1.2. Les principaux équipements concernés

Les électrolyseurs

Les électrolyseurs, essentiels à la production d'hydrogène, fonctionnent sous des pressions et températures élevées, impliquant ainsi la possibilité de plusieurs dangers :

- Fuites de gaz et risques d'inflammation : en raison de la petite taille des molécules de dihydrogène, ce gaz est bien plus susceptible de produire des fuites. Cela nécessite l'utilisation des composants le plus étanches, des systèmes de détection des fuites à haute sensibilité, et de systèmes de ventilation qui pallieront l'accumulation de gaz inflammable dans l'atmosphère
- Emballement thermique : une chaleur excessive pendant le fonctionnement peut compromettre l'intégrité des équipements. La surveillance continue des températures de fonctionnement et l'intégration de systèmes d'arrêt automatique sont essentielles pour atténuer ce risque
- Défauts électriques : les charges électriques élevées requises pour l'électrolyse augmentent les risques de courts-circuits et d'arcs électriques. Le respect des normes de sécurité électrique ainsi que l'évitement par conception de la formation d'arcs sont essentiels pour un fonctionnement très sûr

Les compresseurs

Le transfert d'hydrogène dans les systèmes de compression expose aux risques suivants :

- Cas de surpression : des pics de pression soudains peuvent entraîner la rupture de l'équipement. Les dispositifs de décompression, tels que les soupapes de sécurité et les disques de rupture, sont obligatoires pour évacuer en toute sécurité l'excès de pression. Le flux excédentaire est canalisé vers des événements judicieusement placés
- Fragilisation par l'hydrogène : l'hydrogène à haute pression peut dégrader les composants métalliques au fil du temps, notamment du fait de l'alternance compression / détente entraînant une fatigue (entre autres) induisant une défaillance mécanique / structurelle. Une sélection de matériaux compatibles, tels que les aciers inoxydables austénitiques (316/316L), et des inspections régulières, sont cruciales pour le maintien de l'intégrité structurelle
- Génération de chaleur : la compression génère une chaleur importante, augmentant ainsi les risques d'incendie. Des systèmes de refroidissement efficaces, conçus avec une marge de sécurité en termes de capacité, et des boîtiers résistants au feu seront nécessaires pour garantir un fonctionnement sûr

La sous-station

La sous-station, qui alimente les électrolyseurs et autres systèmes, induit les risques électriques importants suivants :

- Risques d'électrocution : le contact direct avec des composants sous tension ou des effets d'induction peuvent mettre en danger le personnel. Mise à la terre, isolation et respect du cadenassage / étiquetage ainsi que des procédures sont essentielles pour assurer une parfaite sécurité
- Arcs électriques : des connexions de disjoncteurs défectueuses peuvent entraîner des arcs électriques, produisant des « spots » de températures extrêmement élevées, et par voie de conséquence la projection de métal en fusion. Les protections contre les arcs électriques (isolation renforcée) et des capacités de contrôle du fonctionnement à distance sont essentiels pour atténuer ce risque

- Mouvement du câble : les conditions de court-circuit peuvent provoquer de violents mouvements de câbles, présentant des risques physiques et opérationnels. La gestion sécurisée des câbles et courant de défaut des dispositifs de protection associée à un principe de conception des chemins de câble protégés permettront d'atténuer ce danger
- Interférences électromagnétiques (EMI) : les systèmes électriques de haute puissance peuvent interférer avec l'instrumentation à proximité, perturbant de fait les opérations et potentiellement la sécurité. Le blindage et la séparation des circuits d'alimentation et de commande sont essentiels pour minimiser les interférences électromagnétiques

4.1.3. Les principales mesures de prévention et de protection spécifiques à l'hydrogène

Les mesures suivantes doivent être anticipées dès le stade de la conception pour empêcher la dispersion de l'hydrogène pouvant induire des phénomènes dangereux tels qu'inflammation ou explosion.

Consignes de conception des équipements et sélection des matériaux

- S'assurer que l'équipement est conforme à la classification de zonage ATEX (ATmosphère EXplosive) de la zone où il est installé ; à noter que la certification ATEX requière l'identification précise du risque (d'origine gaz et/ou poussière)
- Sélectionner des matériaux et des conceptions appropriés pour minimiser le risque de fuites en réduisant au maximum le diamètre intérieur des tuyaux
- Minimiser le nombre de raccords à brides en privilégiant la soudure (une tuyauterie entièrement soudée sans raccords est préférable pour assurer une meilleure étanchéité)
- Si des brides sont nécessaires, elles doivent être soudées aux tuyaux pour réduire le risque de fuites

Consignes pour systèmes de détection de gaz et ventilation intérieure

- Installer des systèmes de détection de gaz reliés à des mécanismes d'arrêt d'urgence pour arrêter immédiatement l'approvisionnement- source de la fuite de gaz
- Les équipements liés à l'hydrogène doivent être installés à l'extérieur dans la mesure du possible
- Si les conditions météorologiques ou les impératifs d'entretien nécessitent un bâtiment fermé, un système de ventilation certifié ATEX sera installé
- S'assurer que la disposition des bâtiments et l'emplacement de l'équipement ne piègent pas les flux de gaz

Dans tous les cas, une modélisation des différents cas de dispersion du gaz sera réalisée (modélisation CFD).

Consignes pour le zonage et la ventilation ATEX

- Définir le taux de ventilation en fonction des fuites attendues en fonctionnement normal, y compris la maintenance, l'arrêt et la mauvaise utilisation prévisible
- L'équipement situé dans un volume fermé pouvant contenir accidentellement de l'hydrogène doit être conforme à la certification ATEX

Consignes pour l'élimination des sources d'inflammation

- Suivre les exigences normatives pour éliminer les sources d'inflammation
- S'assurer que tout équipement est correctement mis à la terre
- Arrêter et isoler électriquement tous les équipements non certifiés ATEX dans les zones où des gaz inflammables sont détectés

A noter que la flamme d'hydrogène étant invisible, des capteurs thermiques seront disposés à des endroits-clefs pour la détection d'un feu chalumeau. En préventif, certaines technologies permettent de détecter une fuite par l'analyse des sons, notamment l'apparition d'un son singulier venant augmenter un bruit de fond sonore enregistré et réputé « de base ».

Mesures complémentaires pour la sécurisation

D'autres mesures techniques et organisationnelles devront être suivies afin d'éviter que les événements redoutés ne se produisent, avec les conséquences rappelées plus haut.

Parmi ces mesures et dispositifs de prévention, on peut citer :

- L'implantation des unités de production devra être à une distance minimum empêchant tout effet domino
- L'enterrement des canalisations de gaz lorsque cela est possible
- La protection mécanique des zones dans lesquelles la circulation automobile peut présenter un danger
- Les équipements respecteront les normes relatives aux atmosphères explosives
- Les équipements et installations feront l'objet de contrôles périodiques obligatoires et non obligatoires
- Le brûleur de sécurité du site devra se situer dans une zone suffisamment isolée pour, d'une part, ne pas créer d'effet thermique, et d'autre part, en cas de démarrage impossible concomitamment à l'ouverture de la vanne du brûleur, que le nuage de gaz soit suffisamment éloigné des zones pouvant présenter un point d'ignition (à noter que le dihydrogène est un gaz extrêmement léger : il montera et se diluera très rapidement)
- Même philosophie que précédemment pour les équipements d'éventage, décharge et purge qui permettent de mettre le site en sécurité
- Les transformateurs électriques 225 000 volts seront implantés dans un poste électrique (monolithe) spécifiquement conçus pour résister au feu, aux explosions, à la surpression, et retenir l'huile qui pourrait s'en écouler
- Prise en compte du voisinage industriel et des zones ouvertes au public (ou recevant du public) à proximité

4.2. Les impacts du projet sur l'environnement

4.2.1. La démarche d'évaluation des impacts

La démarche d'évaluation des impacts recouvre plusieurs études environnementales sur :

- L'usine de production d'hydrogène à l'intérieur du site d'ENGIE ;
- Le raccordement électrique des installations du projet au réseau de transport d'électricité exploité par RTE.

L'étude d'impact consiste à présenter l'état initial de l'environnement, les effets du projet dans son ensemble sur l'environnement et les mesures associées pour éviter, réduire et compenser les impacts

résiduels. Depuis mars 2017, les différentes procédures et décisions environnementales requises pour les AIOT (activités, installations, ouvrages, travaux) sont fusionnées au sein d'une unique autorisation environnementale. Cette procédure permet d'appréhender, dans un document et par une instruction unique, l'ensemble des incidences sur l'environnement du projet.

Elles seraient présentées au public au moment de l'enquête publique.

La méthode appliquée par les porteurs de projets suit les principes « ERC » du code de l'environnement, pour « Eviter-Réduire-Compenser ». Cette démarche consiste à :

- Trouver des solutions pour éviter l'impact sur l'environnement ;
- Quand il n'est pas possible d'éviter l'impact, à prendre des mesures pour réduire les effets du projet sur l'environnement ;
- Compenser les impacts résiduels.

ENGIE s'engage à mener les études nécessaires pour empêcher ou limiter le plus possible des effets éventuellement négatifs du projet pour le territoire et ses habitants.

4.2.2. Le paysage

Principe d'aménagement dans le paysage

L'une des cibles HQE (Haute Qualité Environnementale) du projet sera de préserver la qualité visuelle du site et de ses abords, et cela passe par une intégration réfléchie. Parmi les critères de conception et d'intégration architecturale d'intérêt, nous pouvons dès maintenant citer :

La limitation de la hauteur bâtie ou des équipements

L'arrangement à plat des modules de l'usine permettrait de limiter l'impact visuel depuis les lieux alentour.

Cette mesure de discrétion implique d'une part de limiter la hauteur des toitures des bâtiments, et d'autre part de porter certains choix techniques vers des équipements à hauteur limitée lorsque les considérations technico-économiques le permettent. Par exemple, les électrolyseurs type PEM sont plus compacts et moins hauts que les électrolyseurs alcalins, et souvent proposés conteneurisés, ce qui facilite en premier lieu leur installation, ensuite le traitement architectural (forme répétitive carrée, donc calepinage des éléments facilité).

Une technologie alcaline est plus difficilement « compactable » que la technologie dite « à membrane ». Le plan plus bas montre l'installation d'un ensemble électrolyseur alcalin et son épuration ; à noter que les modules d'alimentation électrique (redresseurs etc.) restent identiques quelle que soit la technologie choisie.

A titre d'information, la hauteur d'un bâtiment renfermant des électrolyseurs non conteneurisés et avec un système d'épuration en ligne est de 7 m au faîtage environ. Cette valeur reste toutefois faible du point de vue de l'altimétrie.

Les clôtures et leur fonction de « ruban atténuant »

Pour autant, un traitement périmétrique de l'installation, avec par exemple la création partielle de merlons succédant à des clôtures végétalisées, grillagées ou pleines, permettrait de créer une harmonie avec l'environnement tout en ayant une utilité du point de vue de la maîtrise des risques par exemple, comme nous le verrons plus loin.

Le respect des codes régionaux (bâti et végétation)

L'architecture des bâtiments intégrerait les codes régionaux dans un espace aménagé pour une vocation

industrielle.

Au sein même de l'installation, il sera intéressant de profiter des efforts de conservation de la pleine terre pour planter des essences régionales ou des réunions d'arbres qui donneraient un aspect avenant à l'installation, au bénéfice premier du personnel présent en routine. Les études de détail permettront de définir l'espace dédié aux plantations.

L'économie de bâti

Parmi les critères essentiels, l'économie de bâti est une prescription importante.

Toutes les solutions limitant la construction de structures, pour fermer ou couvrir, iront en ce sens, et les études de base du projet permettront certainement de proposer des solutions alternatives telles que la construction d'auvents ou de claustras lorsque cela peut se substituer à des constructions maçonnées nécessitant une infrastructure importante.

Si les conditions atmosphériques et de limitation d'accès le permettent, il est préférable de loger un process produisant ou utilisant un gaz inflammable dans une zone ouverte et ventilée plutôt qu'une zone fermée, donc par définition généralement confinée.

4.2.3. Le bruit, les vibrations et l'éclairage

La gestion du bruit et des vibrations est essentielle sur une installation industrielle, en particulier celles qui produisent de l'hydrogène (événements, aéroréfrigérants, compression, etc.).

Les équipements tels que les électrolyseurs, les compresseurs et les systèmes de ventilation peuvent générer des niveaux de bruit élevés, voire des vibrations importantes dans le cas des compresseurs.

La lutte contre le bruit est donc nécessaire pour se conformer aux réglementations, pour protéger le personnel et intervenants opérant sur place, les communautés avoisinantes et la faune environnante.

Sources de bruit sur l'installation

Les principales sources de bruit sont les suivantes

- Les électrolyseurs : ils produisent un bruit continu, notamment par l'intermédiaire des systèmes de refroidissement par air
- Compresseurs : ils génèrent des vibrations et des niveaux de bruit élevés, notamment dans le cas de l'emploi d'une technologie à pistons comme ici
- Systèmes de mise à l'évent : les purges d'hydrogène à haute pression génèrent un bruit ponctuel d'échappement important

Contrôle et mesures

Les mesures suivantes sont recommandées pour atténuer les niveaux de bruit dans les installations :

- Privilégier le choix d'équipements à faible bruit, en particulier pour compresseurs et systèmes de refroidissement
- Installation de barrières acoustiques d'insonorisation autour des zones bruyantes ;
- Les silencieux sur les systèmes de ventilation réduisent le bruit lors des opérations de purge

Des équipements anti-bruit (capotages, murs coupe-son, anéchoïdes etc.) pourraient être installés tant que cela ne représente pas un risque supplémentaire majeur pour la conduite de l'installation (zone d'accumulation de gaz par exemple).

Réglementation sur le bruit, surveillance et bonnes pratiques

En France, la réglementation acoustique pour les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) est définie par l'arrêté ministériel du 23 janvier 1997.

Cette décision précise que l'arrêté d'autorisation préfectorale fixe, pour chaque période de la journée, en distinguant le jour et la nuit, les niveaux de bruit à ne pas dépasser en limite de propriété.

Ces niveaux doivent être déterminés de manière à respecter les valeurs d'émergence admissibles. Généralement, les valeurs maximales fixées par l'autorisation ne peuvent pas excéder 70 dB(A) pendant la journée et 60 dB(A) pendant la nuit, à moins que le bruit résiduel pour la période en question, le bruit de fond, ne dépasse ces limites. A noter que pour les zones à émergence réglementée (ZER), des limites plus strictes s'appliquent (+ 5 dB(A) le jour, 3 dB(A) la nuit).

De plus, les mesures de lutte contre le bruit doivent porter sur des sources spécifiques de bruit à proximité de l'équipement. Le respect par conception d'un niveau sonore maximal de 80 dB(A) à une distance de 1 mètre de l'enveloppe de l'émetteur de bruit est recommandé pour minimiser l'exposition des opérateurs devant travailler régulièrement à proximité d'équipements bruyants tels que des compresseurs, des électrolyseurs ou des systèmes de ventilation.

Il faut rappeler aussi que le Code du travail impose la surveillance des niveaux de bruit sur le lieu d'opération, en particulier en présence d'équipements bruyants tels que des compresseurs ou des systèmes de ventilation. Ses articles fixent les règles et seuils maxima pour une exposition quotidienne.

Le bruit en cas d'urgence

En cas d'urgence, les systèmes de ventilation ou de soupape de décharge peuvent générer des niveaux sonores très élevés.

Pour limiter ces nuisances, des silencieux et des dispositifs d'atténuation du bruit seront installés, à la condition que ces mesures d'atténuation ne présentent pas de risques sur la fiabilité de ses équipements dont la fonction première est d'assurer la sécurité du site.

Cas spécifique des vibrations en phase opérationnelle

Les solutions visant à limiter les vibrations émises par les installations sont :

- L'isolation des fondations et des cloisons sous ou à proximité des équipements générateurs de vibrations (pose d'éléments multi-composants permettant de découpler la transmission des vibrations ou d'en absorber une partie etc.) ;
- Positionner des interfaces (en matériaux résilients, de type ressort ou pneumatique) sous les descentes de charge des machines ;
- Utiliser des éléments structurels ayant la particularité de limiter la transmission des vibrations (massifs d'inertie, poutres treillis etc.).

Eclairages

Les éclairages seraient limités au strict nécessaire de manière à atténuer les perturbations envers les animaux nocturnes, notamment les hyménoptères et autres insectes. Les lampes à sodium basse pression, positionnées en dehors des zones de danger, et émettant une couleur orangée n'attirant pas les insectes, seront préférées aux lampes blanc-bleutées.

4.2.4. Sols et sous-sols

Des dispositions seront prises pour protéger des pollutions accidentelles les sols et sous-sols.

En dehors du soutirage dans les réseaux hydriques existants, le projet ne prévoit aucun prélèvement d'eau souterrain ; l'eau nécessaire au process serait pompée dans le canal ouvert EDF.

Diverses dispositions techniques constructives seront mises en œuvre de manière à assurer la sauvegarde et la protection des sols :

- Les sols des bâtiments techniques seront construits de manière à collecter et canaliser les écoulements accidentels de produits liés au process vers un stockage temporaire prévu à cet effet ; à noter qu'un effort de conception sera fait pour éviter l'artificialisation des sols et mettre en place des bacs de collectes dans les zones à risque de fuite éventuelle.
- La potasse (uniquement dans le cas de l'emploi d'électrolyseurs alcalins) sera entreposée dans un local dédié, particulièrement isolé des sources d'eau, et dont le sol sera revêtu d'une résine spécifiquement formulée, et un bac de rétention complémentaire sera placé sous la cuve de stockage. En cas d'épandage accidentel, le personnel – préalablement averti des dangers et formé à une intervention – prendra les mesures pour limiter l'impact de la situation accidentelle.
- Le carburant (gasoil ou autres) destiné au groupe électrogène de secours dont la fonction est la mise à l'arrêt de l'installation en toute sécurité, sera stocké dans une cuve double-enveloppe avec détection de fuite. Le dépotage du carburant vers la réserve s'effectuera sur une aire spécifique comprenant les raccordements au-dessus d'une dalle de rétention étanche en pointe de diamant. A noter que les produits glycolés et les solides adsorbants pour la purification seront manipulés en respectant une procédure spécifique, ces produits étant remplacés uniquement lors d'opérations de maintenance programmées (généralement annuelles).

4.2.5. Faune et flore

En phase travaux

Cette phase ne prévoit pas la déconstruction de bâti déjà existant, cependant le site sera nivelé et mis en conformité avec les obligations liées au Plan de Prévention des Risques Naturels (PPRN), notamment les risques d'inondation par remontée des plus hautes eaux souterraines, afin de mettre hors d'eau les installations et équipements pouvant générer une pollution après immersion.

Les opérations de nivellement et de remblayage, les mouvements de terre et les travaux sous le terrain naturel, les circulations de véhicules et les divers bruits occasionnés, auront indéniablement un impact temporaire sur la faune et la flore, notamment en perturbant l'écosystème animalier de la zone.

Si les études Faune / Flore indiquent un risque pour une espèce endémique et autre préconisation particulière pour cette phase de travaux, nous mettrons en œuvre les moyens ou méthodes nécessaires pour assurer la protection de l'écosystème, par exemple par un phasage de travaux spécifique, des séparations et isolations momentanées d'une zone sensible etc.

Parmi les méthodes envisageables, nous débuterons certains travaux avant la période de reproduction d'espèces sensibles au dérangement, principalement des oiseaux qui chercheront alors un autre milieu proche favorable à la reproduction.

Dans le même esprit il peut être envisagé de défricher le site au printemps afin de le rendre défavorable à l'habitat naturel saisonnier et encourager les espèces à s'installer sur un site voisin et ne pas subir la destruction de leur milieu d'accommodation pendant l'occupation. Au préalable, il conviendra d'avoir laissé le temps aux espèces reptiliennes de coloniser d'autres secteurs, en débâissant les murets en pierre sèche, par exemple.

L'ensemble ces mesures seront prises au printemps, période de grande mobilité pour les espèces.

En exploitation

Durant cette phase, l'emprise du process couvrira une grande partie de la surface disponible, cependant l'accent est mis sur une conception évitant autant que possible l'artificialisation des sols. De cette manière, le site tendra à avoir la capacité de traiter l'intégralité des eaux de pluie qu'il recevra en les récupérant et, éventuellement, en les employant, recyclant, et/ou en facilitant leur retour au sol (si nécessaire en faisant du drainage / dispersion). A noter que des bassins de rétention seront potentiellement présents sur le site, notamment la réserve incendie pour alimenter en eau claire les motopompes, et le bassin de collecte de certaines eaux d'extinction.

Afin de permettre la cohabitation du site avec des espèces végétales et animales non nuisibles, nous prévoyons d'associer des essences végétales complémentaires ainsi que des constructions naturelles permettant l'hébergement d'espèces endémiques, quelle que soit la classe.

Dans les zones où il ne sera pas nécessaire de construire une dalle totale, il est privilégié la construction de puits en gros béton supportant des longrines ou simplement des pieux foncés qui serviraient d'appui pour reprendre ponctuellement les points d'appui des descentes de charge des équipements.

Parmi les rejets process en milieu naturel, il convient d'indiquer les eaux rejetées depuis le module de déminéralisation vers le canal EDF après retenue sur site de la fraction solide des éléments vers ce même canal ; il n'y aurait donc pas d'impact nouveau sur le milieu naturel. La quantité d'eau renvoyée n'aurait pas d'impact significatif sur le milieu naturel en aval.

4.2.6. Les rejets atmosphériques

Les rejets atmosphériques en exploitation n'auraient pas d'impact pour le milieu naturel (en dehors des zones de sécurité autour de leur point de rejet, et en dehors des cas accidentels). Il s'agirait principalement d'oxygène et d'hydrogène évacués par des purges, les éléments provenant de l'eau déminéralisée électrolysée et se recombinant à l'atmosphère en reformant de l'eau pure.

4.3. Les impacts du projet sur le trafic routier

Le trafic routier généré par le projet serait très limité car le site fonctionnerait majoritairement en connexion à des réseaux secs et humides. Le trafic serait occasionné par la circulation du personnel pour l'exploitation et les besoins de maintenance.

Le trafic routier emprunterait des voies déjà existantes et exploitées. Il n'est pas prévu, à ce stade des études, de créer de nouvelles voies traversant le milieu naturel, si ce n'est aménager celles existantes ou créer des voies temporaires de circonstance durant la phase des travaux.

5. Les enjeux socio-économiques du projet

Le projet contribuerait en premier lieu à la dynamique économique du territoire de Durance Luberon Verdon Agglomération (DLVA) par les emplois et l'activité créés, mais également par la contribution économique territoriale, qui a deux composantes : la cotisation foncière des entreprises (CFE) et la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE). En phase d'exploitation, l'unité de production d'hydrogène nécessitera la création d'un certain nombre d'emplois estimé aujourd'hui entre 10 et 20. Cette estimation sera affinée lors des phases ultérieures de développement du projet.

Le projet participerait également au renforcement de l'écosystème économique et industriel de la région Sud – Provence-Alpes-Côte d'Azur en renforçant les liens entre DLVA et le bassin de Fos-sur-Mer et de l'étang de Berre par la création d'un marché de l'hydrogène à cette échelle. A travers cet écosystème et ses débouchés, le projet HyGreen contribuerait à la mutation industrielle et à la décarbonation du bassin de Fos-sur-Mer et de l'étang de Berre, zone prioritaire identifiée dans le cadre du plan du « Fonds pour une transition juste », fonds de l'Union européenne dédié à la transition écologique juste et inclusive.

Plus largement, le projet contribuerait significativement au développement de la filière hydrogène locale, en phase avec les objectifs fixés par les pouvoirs publics (Région, Etat et Union européenne). Le projet créerait des opportunités économiques pour la région, en stimulant l'innovation, en créant des emplois et en renforçant la compétitivité des industries locales sur le marché régional, français et européen.

Le projet HyGreen serait un moteur essentiel pour favoriser le développement d'une économie durable et décarbonée à l'échelle régionale. Le développement et le déploiement de ces technologies stimulent l'innovation, ce qui conduit à de nouveaux modèles commerciaux et à la création d'emplois.

6. Les alternatives au projet et l'option zéro

6.1. Les alternatives au projet

Plusieurs alternatives au projet HyGreen pourraient être envisagées pour atteindre des objectifs similaires de décarbonation et de flexibilité énergétique dans la région Sud – Provence-Alpes- Côte d'Azur :

- **Développer davantage de parcs solaires et éoliens pour augmenter la production d'électricité renouvelable.** Ces projets peuvent être combinés avec des systèmes de stockage d'énergie pour améliorer la stabilité du réseau. Cela impliquerait une emprise au sol notable pour des projets photovoltaïques et cette solution ne répondrait qu'aux industriels ayant la possibilité de se décarboner en passant à des solutions 100 % électriques, ce qui ne reflète pas la réalité.
- **Investir dans la production de biométhane à partir de déchets organiques.** Le biométhane peut être injecté dans le réseau de gaz naturel et utilisé pour des applications industrielles et de mobilité. Il répond parfaitement à la problématique de flexibilité. Ces solutions sont déjà mises en œuvre et contribuent aussi à la décarbonation. La problématique principale de cette solution est la gestion du digestat (épandage) limitant son développement ainsi que la taille des unités de biométhane. En effet, la plus grande unité de biométhane de France a une capacité de production de 18 MW. Il faudrait donc plus de 9 unités de ce type pour produire autant de biométhane que d'hydrogène.
- **Développer des solutions de stockage d'énergie,** comme les batteries lithium-ion pour gérer les fluctuations de la production et de la demande d'électricité. Ces solutions de batteries ne répondent pas au même spectre de temps et de volume de stockage que l'hydrogène (les batteries stockent de l'énergie sur 4 heures maximum et ont des capacités de l'ordre de quelques dizaines de MWh). La seule solution pouvant répondre de la même manière est la STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage). Les STEP sont des installations spécifiques qui nécessitent deux bassins d'altitudes différentes pour fonctionner, ce qui n'est pas le cas de tous les barrages hydroélectriques. Le potentiel de développement de cette solution en France a été estimé à 1,5 GW* par EDF¹⁸ et est très coûteux. De plus, le développement des STEP doit tenir compte des contraintes environnementales et des réglementations sur la gestion des cours d'eau, ce qui peut limiter certaines opportunités.

Ces alternatives peuvent contribuer à la transition énergétique, mais elles nécessitent également des investissements importants et une coordination entre les différents acteurs publics et privés. Elles sont actuellement poursuivies en parallèle et intégrées afin de maximiser les bénéfices environnementaux, économiques et sociaux de la transition énergétique.

¹⁸ Voir la page « Développement et stockage (STEP) » sur le site d'EDF : <https://www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/accelerer-le-developpement-des-energies-renouvelables/lenergie-hydraulique/nous-preparons-lavenir-de-lenergie-hydraulique/developpement-et-stockage-step>

6.2. L'option zéro

L'absence du projet HyGreen aurait plusieurs impacts significatifs sur différents plans :

- **Écologique** : Sans HyGreen, la région manquerait une opportunité majeure de réduire ses émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, sachant que le projet contribuerait à éviter les émissions de 300 000 tonnes de CO₂ par an. Par ailleurs, avec une puissance installée de 240 MW, il représenterait environ 20 % du besoin estimé en hydrogène dans la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer en 2030, selon les estimations présentées en mars 2023 par Capénergies.
- **Économique** : l'absence du projet HyGreen pourrait freiner le développement économique de la région, limitant les opportunités de croissance et d'innovation
- **Énergétique** : HyGreen vise à améliorer la flexibilité et la stabilité du réseau électrique grâce à des mécanismes comme l'effacement de consommation et la flexibilité curative et préventive. Sans ce projet, le réseau pourrait être moins résilient face aux fluctuations de la demande et de l'offre d'électricité, augmentant le risque de pannes et de déséquilibres
- **Indépendance énergétique** : en produisant de l'hydrogène renouvelable localement, HyGreen contribue à réduire la dépendance aux combustibles fossiles importés. Sans ce projet, la région resterait plus vulnérable aux fluctuations des prix et aux tensions géopolitiques liées aux énergies fossiles
- **Intégration des énergies renouvelables** : HyGreen facilite l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique. Son absence pourrait ralentir l'adoption des énergies renouvelables, limitant ainsi les bénéfices environnementaux et économiques associés
- **Acceptation publique et collaboration** : Le projet HyGreen est le fruit d'une collaboration étroite avec les acteurs publics et industriels locaux, renforçant l'acceptation publique et la cohérence des initiatives de transition énergétique. Sans ce projet, ces synergies et cette acceptation pourraient être moins prononcées.

7. La conduite du projet

7.1. Le modèle économique du projet

Le projet vise à concevoir, construire et opérer une usine de production d'hydrogène renouvelable et bas carbone pendant une période indicative de 20 ans. La mise en service est actuellement prévue en 2031 après une phase d'étude prévue jusqu'en 2028 et une phase de construction d'au moins 2 ans.

Les investissements du projet sont composés principalement :

- **Des coûts d'achats du terrain** sur lequel l'usine serait implantée à Villeneuve : l'acquisition des terrains est en cours de finalisation.
- **Des coûts d'achats des électrolyseurs** qui produiront l'hydrogène renouvelable à partir d'électricité et d'eau. Le choix de la technologie et des fournisseurs n'est pas arrêté car les technologies sont aujourd'hui dans une phase d'amélioration constante permettant au porteur de projet d'en bénéficier au moment de la décision d'investissement. Cela sera un des sujets majeurs traités lors des études d'ingénierie.
- **Des coûts d'installation des utilités** (connexions aux infrastructures électriques et de transport d'hydrogène)
- **Des coûts des bâtiments** dans lesquels seront installés les électrolyseurs

Les coûts d'opérations/de fonctionnement de l'usine sont constitués principalement des achats d'électricité renouvelable et bas carbone et de des coûts d'achat de l'eau alimentant les électrolyseurs. Les opérations incluent également les coûts de transport et stockage de l'hydrogène et les coûts de transport de l'électricité.

Les autres charges de fonctionnement sont composées des salaires des personnes assurant les opérations et la maintenance ainsi que les salaires des fonctions supports (finance, informatique, ressources humaines, direction etc.) et des coûts d'assurance.

Les **revenus du projet** seraient générés par :

- La vente d'hydrogène renouvelable (conforme à la réglementation RED2) et bas carbone (la définition de l'hydrogène bas carbone est cours de finalisation au niveau européen), et éventuellement d'oxygène.
- La rémunération des services de flexibilité que l'usine pourrait fournir au réseau électrique. Cette dernière source de revenu reste à consolider car les mécanismes de rémunération ne sont pas encore définis et mis en place à jour.

Les **coûts d'investissements** ont été estimés de l'ordre de 2 millions d'euros par MW de capacité d'électrolyseur lors de l'étude de pré-faisabilité. Cette évaluation devra être affinée lors des études de faisabilité et de FEED. A cela s'ajoute :

- Le foncier
- La connexion électrique RTE
- Les études environnementales et les démarches pour le permis de construire
- La connexion au réseau de transport d'hydrogène
- Les coûts d'ingénierie du projet.



Le budget de développement est estimé aujourd'hui à 30 millions d'euros en amont de la décision d'investissement. Ces études pourraient bénéficier d'aide de la part de fond européens afin de réduire le risque du projet.

Pour rendre un tel projet viable économiquement, il faut aujourd'hui estimer le coût de production de l'hydrogène, identifier les industriels prêts à s'engager sur des contrats de longue durée. Cela permettrait de sécuriser le projet.

7.2. Le calendrier prévisionnel du projet

Le planning indicatif ci-dessous montre les grandes étapes du projet :

HYGREEN - PLANNING INDICATIF DU PROJET - 3/2025	durées	2025												2026												2027												2028												2029												2030												2031																																																																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12																																																												
DOSSIERS REGLEMENTAIRES																																																																																																																																																	
Constitution du Dossier du Maître d’Ouvrage (2 mois)	3 mois	■																																																																																																																																															
Débat public (3 mois)	3 mois	■																																																																																																																																															
Synthèse du débat public (fin Q3-2025)	ponctuelle	■																																																																																																																																															
Demande d’Autorisation d’Exploiter (dont AO + prépa : 3 mois)	3 + 15 mois	■																																																																																																																																															
Permis de Construire																																																																																																																																																	
ETUDES DE SITE																																																																																																																																																	
géotechniques	9 mois	■																																																																																																																																															
environnementales	12 mois	■																																																																																																																																															
non environnementales																																																																																																																																																	
PHASE ETUDES																																																																																																																																																	
APD (AO + réalisation)	3 + 6 mois	■																																																																																																																																															
PRO (AO + réalisation)	3 + 10 mois	■																																																																																																																																															
consultations (entreprises, fournisseurs et prestataires)	12 mois	■																																																																																																																																															
PHASE TRAVAUX																																																																																																																																																	
Comité d’investissement	mi-2028																																																																																																																																																
INGENIERIE D’EXECUTION	18 mois	■																																																																																																																																															
APPROVISIONNEMENTS	21 mois	■																																																																																																																																															
CONSTRUCTION	24 mois	■																																																																																																																																															
travaux préparatoires	6 mois																																																																																																																																																
travaux de GC / VRD	15 mois																																																																																																																																																
GC et installation - modules d’électrolyse	9 mois																																																																																																																																																
GC et installation - Utilités	6 mois																																																																																																																																																
GC et installation - sous-station électrique	3 mois																																																																																																																																																
MISE EN SERVICE INDUSTRIELLE	6 mois																																																																																																																																																
TESTS DE PERFORMANCE	3 mois																																																																																																																																																
MISE A DISPOSITION RACCORDEMENT RTE	ponctuelle																																																																																																																																																
MISE EN OPERATION	ponctuelle																																																																																																																																																

Pour mettre en œuvre ce projet et garantir sa pérennité, plusieurs études ont déjà été réalisées, notamment les études de préfaisabilité, et d'autres études sont encore nécessaires.

Les études à venir permettront de valider l'emploi des solutions process et des meilleures technologies disponibles, de répondre aux besoins inhérents à la constitution des dossiers réglementaires, de sécuriser le modèle économique et de minimiser les risques associés à l'exécution puis à l'opération.

Le processus qui pourrait s'enclencher à l'issue du débat public est le suivant, si le projet se poursuit :

- Lancement des études de site afin de connaître de manière précise l'état chimique et mécanique des sols, son biotope et, entre autres, les dangers éventuels de la future installation
- En parallèle, les études de faisabilité seraient lancées afin de pouvoir valider et approfondir les solutions identifiées et retenues dans les études de préfaisabilité, mais aussi de renseigner - en complément des études de site - le dossier de demande d'autorisation d'exploiter (DDAE) et le permis de construire (PC)
- Avant le feu-vert pour les études d'exécution, l'ingénierie de base a pour objectif de mettre à jour et finaliser les études de faisabilité et d'intégrer les prescriptions découlant des autorisations administratives (Permis de Construire et Autorisation d'Exploiter). Elle a aussi pour objet de déterminer l'implantation et l'encombrement de tous les éléments de structure, des éléments techniques ou équipements process, préciser par des plans, coupes, élévations les formes des différents éléments de la construction, la nature et les caractéristiques des différents matériaux ainsi que les conditions de leur mise en œuvre, préciser les tracés des alimentations et évacuations des différents fluides, coordonner les informations et contraintes nécessaires à l'organisation spatiale des ouvrages, établir la synthèse des spécifications et des plans émanant des différents corps d'état, établir les spécifications détaillées pour la consultation des entreprises et des fournisseurs
- Enfin, après la réalisation de l'ingénierie de base, l'ingénierie d'exécution est la première action réalisée durant la phase de construction durant laquelle le phasage prédéterminé des travaux permettra de séquencer l'ensemble des approvisionnements et des poses ou construction de matériels ou de structures. Cette phase dite « phase travaux » est la plus longue et la plus sensible car susceptible de subir des retards dans l'enchaînement des tâches pour cause d'interdépendance entre elles.
- Lorsque l'achèvement des travaux est constaté, le site passe en phase de mise en service industrielle et de tests de performances, puis l'exploitation en routine est validée s'il n'y a pas de réserve suspensive pour l'opération

7.3. Les attentes d'ENGIE vis-à-vis du débat public

ENGIE s'engage dans le débat public global sur le territoire de Fos-Etang de Berre avec les attentes suivantes, en lien avec le projet ici présenté :

- Prendre part à la sensibilisation du public quant au rôle stratégique de l'hydrogène dans la transition énergétique et la décarbonation notamment du secteur industriel, d'une part ; ainsi que quant aux enjeux environnementaux, économiques et sociaux liés au développement des infrastructures d'hydrogène, en mettant en lumière les bénéfices pour les territoires, d'autre part ;
- Conforter la visibilité et la bonne compréhension des enjeux de la filière hydrogène en région Sud-

PACA, voire au niveau national/européen ;

- Recueillir les appréciations du public sur le dimensionnement du projet, ses objectifs, son phasage éventuel, son approvisionnement, en lien notamment avec l'histoire et les perspectives du territoire de Durance Luberon Verdon Agglomération en matière d'énergies ;
- Recueillir les appréciations du public sur le site d'implantation du projet dans l'optique de limiter les impacts et d'optimiser les mesures de gestion des risques ;
- Assurer une bonne coordination avec les projets associés, en particulier le projet de stockage GeoH2 et le projet de transport d'hydrogène par canalisations.

Annexes

Glossaire

Barg (pour « *bar gauge* » en anglais) : Unité de mesure de la pression relative, qui est la pression de référence la plus couramment utilisée car elle utilise la pression atmosphérique comme valeur de base.

Electrolyse de l'eau : Connue depuis le XIX^{ème} siècle et utilisée de manière industrielle pour d'autres produits chimiques, cette méthode permet, sous l'effet d'un courant électrique, de décomposer l'eau en deux éléments : l'hydrogène et l'oxygène. Cette méthode n'émet pas de CO₂ de façon directe.

Facteur de capacité (ou facteur de charge) : ratio entre l'énergie réellement produite pendant une durée déterminée par une source de production d'énergie (parc éolien, panneau photovoltaïque, centrale nucléaire...) et celle qu'elle aurait pu produire à pleine puissance pendant la même période.

GW (gigawatt) : Unité d'énergie correspondant à mille millions (1 000 000 000) de watts heure ou un million de kilowattheures. Le gigawattheure est souvent utilisé pour mesurer la production des grandes centrales électriques.

Mix énergétique : Désigne la répartition des différentes sources d'énergie utilisées sur un territoire donné.

Projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC) : Mis en œuvre depuis 2018, les PIIEC impliquent la définition d'objectifs technologiques et industriels communs à l'échelle de l'Union européenne, qui se traduisent par des projets, portés par des entreprises sélectionnées par les États membres. Les financements publics en faveur des entreprises sélectionnées ne proviennent pas d'un programme de financement de l'Union, mais sont octroyés par les États membres sur leurs budgets nationaux.

Térawatt-heure (TWh) : Le térawatt-heure est une unité de mesure d'énergie correspondant à 10 puissance 12 wattheures, le wattheure étant l'énergie consommée par un appareil d'une puissance d'un watt fonctionnant pendant une heure.

Vaporeformage d'hydrocarbures : Technique aujourd'hui la plus répandue pour la production d'hydrogène, consistant à casser les molécules d'hydrocarbures (majoritairement du gaz naturel) sous l'action de la chaleur pour en libérer le dihydrogène (aussi appelé hydrogène). Mais cette technique est très émettrice de dioxyde de carbone (CO₂), principal gaz responsable de l'effet de serre dans l'atmosphère.

La réglementation européenne des carburants renouvelables d'origine non biologique (en anglais, « *Renewable Fuels of Non Biological Origin* » - RFNBO)

En vertu de la directive européenne de 2018 sur les énergies renouvelables, dite « RED 2 », la Commission européenne a proposé une définition des « carburants renouvelables d'origine non-biologique », à travers **deux actes délégués adoptés le 10 février 2023**. Cette définition fixe ainsi les conditions dans lesquelles l'hydrogène ou les carburants de synthèse peuvent être considérés comme « renouvelables » ou « bas carbone ».

Ces deux actes délégués doivent encore être validés par le Parlement européen et le Conseil européen. Ils compléteront les travaux sur un cadre réglementaire de l'Union européenne pour l'hydrogène et interagiront avec d'autres règles de l'Union européenne. En fournissant des définitions et des critères clairs, ils aideront à canaliser les fonds de l'Union européenne vers l'hydrogène renouvelable ou bas carbone, et guideront l'approbation des régimes nationaux d'aides d'Etat.

Cette nouvelle réglementation définit quatre méthodes de production pour les carburants renouvelables d'origine non-biologique :

1. Connexion de l'électrolyseur à un réseau électrique décarboné, avec deux cas de figure :

- Si la part des énergies renouvelables dans le mix électrique* national est d'au moins 90 % à l'année n-2, 100 % de la production issue de l'électrolyseur est qualifiée de carburant renouvelable d'origine non-biologique (aucun État ne peut actuellement mobiliser cette méthode).
- Si la part des énergies renouvelables dans le mix électrique* national est inférieure à 90 % à l'année n-2, mais que le mix électrique* est déjà largement décarboné (c'est-à-dire avec un contenu carbone moyen à l'année n-2 inférieur à 18 grammes équivalent CO₂/mégajoule), alors la production issue de l'électrolyseur est qualifiée de carburant renouvelable d'origine non-biologique à hauteur de la proportion d'énergies renouvelables dans le mix électrique national à l'année n-2, et le reste devrait être qualifié d'hydrogène bas-carbone (en attente de définition). **Avec la Suède, la France est le seul pays de l'Union européenne à pouvoir mobiliser cette méthode aujourd'hui.**

2. Connexion directe à un actif d'énergies renouvelables

3. Connexion à des actifs d'énergies renouvelables via un ou des contrats d'achat de long terme (PPA) :

- Dans le cas du réseau électrique français, les conditions suivantes s'appliquent : d'une part, les électrolyseurs ne peuvent comptabiliser de renouvelable que les quantités d'électricité consommées sur un pas de temps donné (pas mensuel jusqu'au 31 décembre 2029, puis pas horaire à partir du 1^{er} janvier 2030) pendant lequel la production d'énergie renouvelable contractualisée a produit ces mêmes quantités ; d'autre part, l'électrolyseur et les moyens de production renouvelables contractualisés doivent être situés dans le même pays.
- D'autres conditions s'appliquent pour les autres pays de l'Union européenne.

4. Excédent d'électricité renouvelable / redispatching (méthode particulièrement marginale).