

Le stockage souterrain d'hydrogène, un enjeu clé pour une filière de l'hydrogène en France

Intégrité des stockages souterrains d'hydrogène : nécessités, verrous et défis scientifiques et techniques

Afin de réduire les émissions de dioxyde de carbone, l'éolien et le solaire voltaïque, qui ne représentaient en 2018 respectivement que 8,9 % et 3,2 % de la production primaire d'énergies renouvelables en France métropolitaine¹, sont amenés à se développer. Ces ambitions sont à mettre au regard des problèmes d'intermittence, de stockage et d'acheminement jusqu'aux utilisateurs finaux (industriels, mobilité et particuliers) de ces énergies renouvelables. En réponse à ces trois problématiques, la conversion des surplus de cette énergie en hydrogène (H₂) *via* l'électrolyse de l'eau offre une solution de stockage alternative et complémentaire aux batteries mais également pérenne et de très grande capacité. L'énergie sous forme d'hydrogène peut alors être stockée dans des réservoirs enterrés (H₂ pur) ou associé au gaz naturel après injection dans le réseau gazier déjà existant, solution dite de Power-to-Gas (ou P2G). La France dispose à ce jour de trois démonstrateurs P2G pilotés par Engie, GRTgaz et le CEA. Le réseau de gaz naturel représente une infrastructure sécurisée, fiable et efficace. Pour les usages qui permettent l'utilisation de mélanges H₂/méthane, le P2G semble donc être une solution appropriée. Avec un ensemble représentant 37 500 km de canalisations de transport et 195 000 km de canalisations de distribution², le réseau français peut être vu comme un élément essentiel dans la voie de la transition énergétique, grâce notamment à l'interconnexion avec les réseaux gaziers européens.

Power-To-Gas et réseau gazier : un outil de la transition énergétique

En France, le plan déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique du Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire considère dans son troisième axe l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel³. Le rapport reconnaît la nécessité d'impliquer les transporteurs et les distributeurs de gaz dans la préparation de l'arrivée du P2G. Les derniers appels à projets de l'Europe⁴ montrent également une volonté d'estimer les risques sur les infrastructures de surface (injection, pompes, canalisation, installations industrielles et domestiques...) liés à la présence d'hydrogène dans des gammes de concentrations allant jusqu'à l'hydrogène pur. En effet, bien que l'ensemble du réseau gazier de transport trans-européen soit interconnecté, chaque pays membre fixe la concentration maximale en hydrogène injecté dans sa partie de réseau. Ces concentrations maximales varient de 0 à 15 Vol%⁵. Certains projets envisagent une concentration en hydrogène pouvant atteindre 20 Vol% (GRHYD, HyDeploy)⁶. Aujourd'hui, aucun standard européen ou international ne définit de critères de concentrations admissibles de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel⁷. Cette hétérogénéité peut entraîner une fragmentation des marchés et constituer une source potentielle de difficultés sur les interconnexions frontalières⁸. La capacité de cette molécule à aggraver les phénomènes de corrosion de l'acier *via* sa fragilisation est connue de longue date. L'hydrogène (H₂) est la plus petite des molécules, ce qui en fait un gaz léger diffusant facilement dans les matériaux synthétiques tels que les polymères. En présence d'électrons libres, comme dans les métaux, il peut se réduire à l'état de protons (H⁺) et acquérir une

¹ Service de la donnée et des études statistiques (SDES)

² <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/infrastructures-et-logistique-gazieres#e2>

³ https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Plan_deploiement_hydrogene.pdf

⁴ <https://www.fch.europa.eu/>, en particulier FCH-02-5-2019 et FCH-04-3-2019

⁵ Querton *et al.*, 2018, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Pages 302-316.

⁶ <https://www.engie.com/en/innovation-energy-transition/digital-control-energy-efficiency/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project/> et <https://hydeploy.co.uk/>

⁷ The European Committee for Standardisation (CEN) standard EN16726:2015

⁸ https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/2019_Hydrogen%20Europe%20Vision%20on%20th

très grande mobilité dans la structure cristalline de l'acier et des soudures ; l'hydrogène induit des phénomènes de fragilisation lorsqu'il retrouve sa taille moléculaire en recapturant des électrons.

Le stockage géologique d'hydrogène sur le territoire français, un enjeu du développement à long terme d'une filière industrielle de l'hydrogène

Le développement en France d'une véritable filière industrielle de l'hydrogène passera par un stockage massif de ce gaz sur différents territoires français, qui peut être assuré par les stockages souterrains dans des réservoirs géologiques (Figure 1).

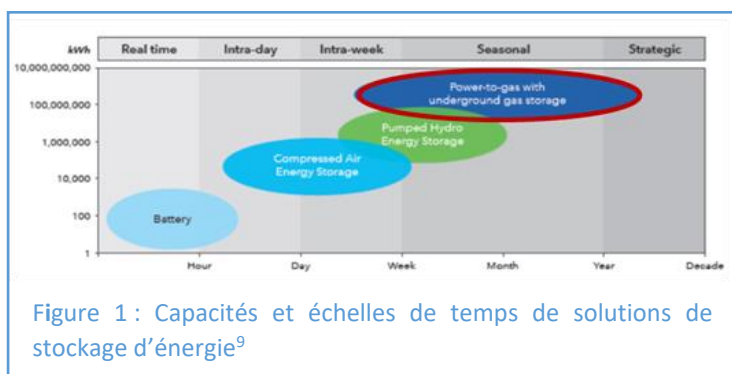


Figure 1 : Capacités et échelles de temps de solutions de stockage d'énergie⁹

Le procédé de stockage géologique de l'hydrogène sera calqué sur celui du gaz naturel. Aujourd'hui, les capacités de stockage de l'énergie sous forme gazeuse sur notre territoire sont 370 fois plus importantes que celles pour l'électricité (environ 151 TWh contre 0,4 TWh)^{10, 11}. La France possède 16 sites de stockages souterrains de gaz naturel, 14 opérés par Storengy et 2 par Téréga. Ces stockages cumulent 12 TWh pour les cavités salines et 139 TWh pour les aquifères profonds, permettant ainsi de couvrir environ un tiers de la consommation française annuelle en gaz naturel^{7,12}. Contrairement aux cuves de surface, les réservoirs souterrains permettent un stockage massif abaissant les coûts sur la durée. Le coût d'investissement est largement prépondérant par rapport au coût d'exploitation ; la durée nécessaire pour amortir les dépenses d'investissement est donc estimée à 30-40 ans¹³. Ces stockages répondent aux fluctuations de la demande de gaz tout en garantissant leur sécurité. L'Ineris a ainsi calculé qu'une cavité saline de 500 000 m³ permettrait de stocker, sous forme d'hydrogène, 250

jours de production électrique d'une dizaine d'éoliennes avec une capacité de 25 MW¹⁴.

En France, les stockages souterrains envisagés sont donc des cavités salines pour l'hydrogène pur ou le mélange d'hydrogène avec du méthane, ainsi que des aquifères profonds non potables (dans le cas de H₂/méthane) représentés dans la Figure 2.

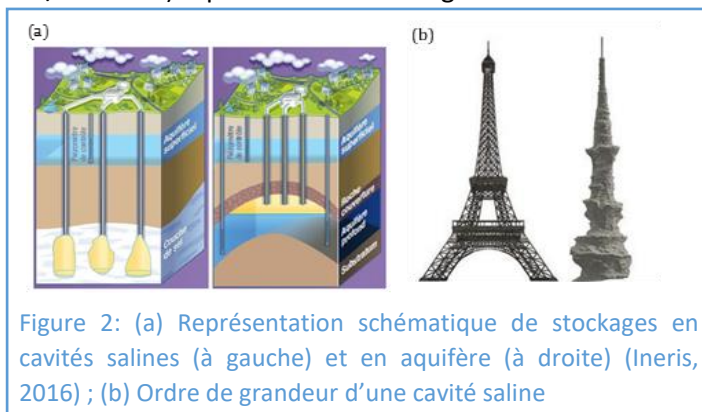


Figure 2: (a) Représentation schématique de stockages en cavités salines (à gauche) et en aquifère (à droite) (Ineris, 2016) ; (b) Ordre de grandeur d'une cavité saline

Aujourd'hui, seulement quatre stockages d'hydrogène pur sont en activité dans le monde ; ils sont tous réalisés dans des cavités salines et alimentent l'industrie chimique (trois aux Etats-Unis et un au Royaume-Uni). Aucun de ces stockage n'est employé dans le cadre de l'énergie. Il est à noter qu'en raison de la faible densité de l'hydrogène, à pression et volume équivalents, l'énergie stockée dans une caverne contenant de l'hydrogène est 4 fois plus faible que si elle contenait du méthane. L'investissement pour creuser et équiper une caverne pour l'hydrogène est donc plus long et plus difficile à amortir que dans le cas du méthane.

Depuis une trentaine d'années, ces cavités salines ont démontré i) une forte étanchéité vis-à-vis de l'hydrogène ; ii) des capacités de stockage plus importantes qu'aucune autre installation de surface puisque sous 100 bar de pression, on atteint des stockages de l'ordre de la centaine de millions de m³ ; iii) une résistance aux cycles d'injection et de soutirage soutenus en fréquence et en débit ; iv) la présence *a priori* limitée de microorganismes susceptibles d'interagir avec l'hydrogène. Cependant, les horizons salins nécessaires à leur édification ne sont pas présents sur tout le territoire français et ne correspondent donc pas forcément aux

⁹ European Power to Gas platform White Paper, September 2017. <http://europeanpowertogas.com/news>

¹⁰ <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=hydrogene-production-gaz>

¹¹ <https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/>

¹² Plan décennal de développement du réseau de transport de GRTgaz 2018-2027.

¹³ <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/ineris-dossier-ref-stockage-souterrain.pdf>

¹⁴ <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/ineris-dossier-ref-stockage-souterrain.pdf>

sites de production d'énergie renouvelable intermittente. Par ailleurs, il n'existe aujourd'hui que très peu de données concernant le comportement de la molécule H₂ (équations d'état, coefficients de diffusion, de solubilité, mobilité, réactivité...) à des températures, pressions et salinités rencontrées dans ces environnements profonds.

Un besoin de R&D pour démontrer la sécurité et la performance d'un stockage en cavité saline d'hydrogène sur le territoire français

Les projets ROSTOCK H, puis STOPIL H2 financés tous deux par le Groupement d'Intérêt Scientifique (GIS) GEODENERGIES ont parmi leurs objectifs de répondre à ce manque de données concernant le stockage géologique en cavité saline. Ces approches devront être aussi appliquées aux stockages en aquifères profonds, ainsi qu'aux conditions des environnements de surface en cas de fuite.

Le principal risque lié au stockage souterrain de l'hydrogène est inhérent à tous les stockages souterrains : il s'agit de défauts d'étanchéité. Si les quelques exemples de stockages de l'hydrogène en opération depuis une trentaine d'années n'ont présenté aucun accident majeur, attestant donc de la faisabilité de ce type de stockage souterrain, il existe des incertitudes sur le comportement thermo-mécanique des cavités salines ou la capacité des roches de couverture à constituer une barrière imperméable à l'hydrogène pour le stockage en aquifères. Dans le cas de stockage de méthane ou de dioxyde de carbone, la fuite par diffusion dans les stockages souterrains est très faible (de l'ordre de 0,1 % du volume stocké par an), même si des fuites locales plus importantes peuvent se produire au cours de la vie du stockage. La forte mobilité de l'hydrogène entraîne des enjeux importants en terme d'intégrité du transport. Ainsi, les problématiques liées à l'impact des concentrations plus ou moins importantes de l'hydrogène sur les structures de surface se posent non seulement pour les puits d'injection et de soutirage mais également pour les réservoirs géologiques servant au stockage. Les deux principaux défauts d'étanchéité que l'on peut rencontrer pour un stockage d'hydrogène peuvent conduire à :

(i) Un risque de fuite accidentel à travers le puits jusqu'à la surface découlant de faiblesses aux niveaux des

interfaces roche-ciment-acier mais aussi du vieillissement des installations, accéléré par le contact avec l'hydrogène stocké. A titre d'exemple, le projet européen HyUnder¹⁵ s'intéresse à la mise au point de matériaux formulés spécifiquement contre la fragilisation associée à l'hydrogène et ainsi limiter les risques de fuites.

(ii) Une fuite dans des aquifères sus-jacents ou des couches superficielles du sol, susceptible d'avoir des impacts environnementaux (contamination des aquifères d'eaux potables, d'éventuels ouvrages souterrains...).

Un besoin de R&D pour sécuriser les futurs stockages souterrains d'hydrogène en aquifères profonds

S'il n'est pas à court terme encore question d'introduire de l'hydrogène pur directement dans des aquifères profonds, son injection dans le réseau de surface *via* le P2G entrainera inévitablement son injection aussi dans les stockages souterrains de gaz naturel.

Un autre risque concernant plus spécifiquement l'hydrogène résulte de sa réactivité potentielle avec les métaux et semi-métaux présents dans le sous-sol ; cela peut entraîner la formation d'hydrures métalliques et impacter la quantité et la qualité de l'hydrogène soutiré après le stockage dans le sous-sol. En plus de ces réactions abiotiques, les aquifères profonds abritent des communautés microbiennes qui résident dans un environnement naturellement très limité en énergie freinant leur croissance. L'hydrogène constituant une source d'énergie pour de nombreux microorganismes hydrogénotrophes, ces microorganismes vont alors voir leur activité métabolique augmentée significativement. Sur de nombreux sites, une part importante de l'hydrogène pourra être consommée par ces microorganismes qui verront i) leurs nombres augmenter entraînant un risque de colmatage de la porosité de l'aquifère dans lequel circule la nappe avec un possible effet sur l'injection et donc les capacités de stockage ; ii) leur activité augmenter avec une probable production de sulfures (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**3). La présence de ces sulfures, s'ils sont en trop grandes quantités, aura un impact sur la qualité du gaz stocké, sur l'usure des installations (risque accru de corrosion) mais également sur la porosité de la roche au travers de la minéralisation de sulfures métalliques, en particulier grâce au fer soluble présent dans les aquifères. Les rares

¹⁵ <http://hyunder.eu/>

études microbiologiques s'intéressant au stockage de gaz de ville (40-60% de méthane + 60-40% de H₂) ont montré qu'une part de l'hydrogène était consommée par les microorganismes présents dans les aquifères et que l'activité microbienne modifiait durablement les conditions physico-chimiques de l'eau.

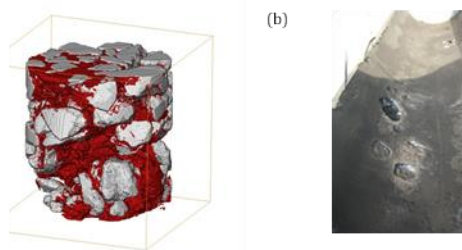


Figure 3 : (a) Phénomènes de bouchage (clogging) de la porosité de la roche causés par le développement de microorganismes se développant en biofilms (en rouge) recouvrant les surfaces minérales en présence de H₂ et de dioxyde de carbone et de biominéralisation (sulfures de fer et autres métaux; source IPRA-DMEX/E2S-UPPA Projet RINGS); (b) Biocorrosion des infrastructures par des microorganismes produisant des sulfures (Source M. Magot).

Dans le même temps, certains aquifères, en l'absence ou en présence de faibles concentrations de sulfates, constituent un habitat favorable pour des microorganismes capables de produire du méthane à partir d'hydrogène et de dioxyde de carbone. Ce mécanisme dénommé bio-méthanation *in situ* est encore peu connu. Il n'a fait l'objet de recherches avancées que récemment, au travers notamment de l'élaboration de deux pilotes en réservoirs déplétés en hydrocarbures dans le cadre des projets Underground Sun Conversion¹⁶ en Autriche et HYchico¹⁷ en Argentine. Ces pilotes confirment la possibilité de bio-convertir l'hydrogène avec du dioxyde de carbone pour générer du méthane, permettant ainsi une revalorisation *in situ* du dioxyde de carbone co-injecté dans un même réservoir géologique.

Résumé des enjeux clés :

- Le développement d'un **stockage massif** et sécurisé d'hydrogène en réservoir géologique est essentiel pour **accompagner le développement des énergies renouvelables intermittentes** *via* la technologie du Power-To-Gas (P2G).
- L'hydrogène peut être stocké dans des cavités souterraines, comme on le fait aujourd'hui pour le gaz naturel, ce qui rend crédible **la constitution d'une réserve stratégique de l'hydrogène analogue au gaz naturel**. L'hydrogène, comme moyen de stockage de longue durée de l'électricité, pourrait aussi servir de **réserves stratégiques territoriales** pour le système énergétique renouvelable.
- **L'augmentation de la part de l'hydrogène injecté dans le réseau** de gaz naturel devrait accompagner le développement des filières productrices d'hydrogène.
- Il sera nécessaire de tenir compte dans les **textes réglementaires de seuils** d'acceptabilité de concentrations de l'hydrogène circulant dans le réseau de gaz naturel européen.
- La définition des concentrations limites conditionnera les possibilités en termes de sites de stockages géologiques: elle se traduira en effet par des **conséquences technico-économiques liées à l'adaptation des infrastructures de transport et de stockage**.
- **Aucun site de stockage géologique en France** n'a encore été utilisé pour stocker de l'hydrogène pur et l'expérience sur les stockages de gaz de ville (mélange de méthane de synthèse et de H₂) en aquifères **incite à plus d'études sur ce type de stockage**.
- La sélection de sites pilotes répondant aux contraintes du territoire français (discussions en cours dans au moins deux régions françaises) permettrait de **fédérer la communauté scientifique et industrielle** au travers d'**appels à projets dédiés** (ANR, ADEME...) pour **préparer l'émergence de nouveaux marchés**. Par exemple, le projet GEODENERGIES STOPIL H2 est un projet qui permettra de **développer plus rapidement le savoir-faire français du stockage de l'hydrogène en cavité saline**.

¹⁶ <https://www.underground-sun-conversion.at/>

¹⁷ <http://www.hychico.com.ar/eng/index.html>

- Il est essentiel de **développer des équipements et des méthodes de surveillance adaptés** tenant compte de la très faible solubilité de l'hydrogène et également de la forme gazeuse qui peut potentiellement migrer très rapidement vers la surface.
- Il est important de prendre en compte, dès la construction des nouveaux projets, **l'impact sociétal et environnemental de la création de nouvelles cavités salines** (utilisation des saumures, suivi sismique, surveillance de fuites).
- Il sera nécessaire de développer des approches de modélisation couplant **écoulement, réactivité, mécanique, et microbiologie** sur des cas d'études pour

garantir la sécurité et la performance des sites de stockage. Des expérimentations thermo-dynamiques en pilotes de laboratoire ou par modélisation moléculaire permettraient d'**affiner la connaissance sur les propriétés de mobilité et de comportements de l'hydrogène** en particulier à hautes températures, pressions et salinité.

Il est intéressant de faire le constat que la plupart des questions inhérentes au stockage géologique de l'hydrogène sont transposables à la problématique de l'exploitation de l'hydrogène natif présent dans le sous-sol, en particulier les questions liées à sa réactivité et sa mobilité dans les couches géologiques.

Rédacteurs :

Clémentine Meiller, IFP Energies Nouvelles – clementine.meiller@ifpen.fr

Anthony Ranchou-Peyruse, Université de Pau et des Pays de l'Adour (E2S-UPPA) – anthony.ranchou-peyruse@univ-pau.fr

Groupe de travail du GP2 Ancre :

Des représentants du BRGM, de l'IFPEN, de l'INERIS, de l'IPGP, de MINES ParisTech, de l'Université de Grenoble-Alpes et de l'Université de Pau et des Pays de l'Adour ont participé à la production de ce document.



Créée le 17 juillet 2009, l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (Ancre) rassemble 19 organismes de recherche et innovation et conférences d'établissements d'enseignement supérieur dans le domaine de l'énergie.

Ses missions, exercées en liaison avec les pôles de compétitivité et les agences de financement, sont de :

- **Renforcer les synergies et partenariats** entre organismes de recherche, universités et entreprises concernés par le secteur de l'énergie
- **Identifier les verrous** scientifiques et techniques qui limitent les développements industriels
- **Proposer des programmes de recherche et innovation**, et les modalités de leur mise en œuvre
- **Contribuer à l'élaboration de la stratégie nationale de recherche en matière d'énergie** ainsi qu'à la programmation des agences de financement dans ce domaine