

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

Afin de réduire les émissions de CO<sub>2</sub>, l'éolien et le solaire voltaïque, qui ne représentaient en 2017 respectivement que 8,2 % et 3,1 % de la production primaire d'énergies renouvelables en France métropolitaine<sup>1</sup>, 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 *via* l'électrolyse de l'eau offre une solution de stockage alternative aux batteries, complémentaire, pérenne et de très grande capacité. L'énergie sous forme d'hydrogène peut alors être stockée dans des réservoirs enterrés (H<sub>2</sub> pur) ou en mélange avec le gaz naturel après injection dans le réseau gazier déjà existant, solution dite 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 H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>, 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 distribution<sup>2</sup>, 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.

### P2G 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 naturel<sup>3</sup>. 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'Europe<sup>4</sup> 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%<sup>5</sup>. Certains projets envisagent une concentration en hydrogène pouvant atteindre 20 Vol% (GRHYD, HyDeploy)<sup>6</sup>. Aujourd'hui, aucun standard européen ou international ne définit de critères de concentrations admissibles de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel<sup>7</sup>, ce qui peut entraîner une fragmentation des marchés et constituer une source potentielle de difficultés sur les interconnexions frontalières<sup>8</sup>. La capacité de cette molécule à aggraver les phénomènes de corrosion de l'acier via sa fragilisation est connue de longue date. H<sub>2</sub> 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 et acquérir une très grande mobilité dans la structure cristalline de l'acier et des soudures en induisant

<sup>3</sup> [https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Plan\\_deploiement\\_hydrogene.pdf](https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Plan_deploiement_hydrogene.pdf)

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

<sup>5</sup> Quarton *et al.*, 2018, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Pages 302-316.

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

<sup>7</sup> The European Committee for Standardisation (CEN) standard EN16726:2015

<sup>8</sup>

[https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/2019\\_Hydrogen%20Europe%20Vision%20on%20th](https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/2019_Hydrogen%20Europe%20Vision%20on%20th)

<sup>1</sup> Service de la donnée et des études statistiques (SDES)

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

des phénomènes de fragilisation lorsqu'il retrouve sa taille moléculaire en re-capturant des électrons.

### Le stockage géologique d'hydrogène sur le territoire français semble inévitable et doit être préparé

Cependant, le stockage de volumes élevés d'hydrogène, condition *sine qua none* d'une filière de l'hydrogène, nécessite son injection sous forte pression dans un réservoir géologique (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

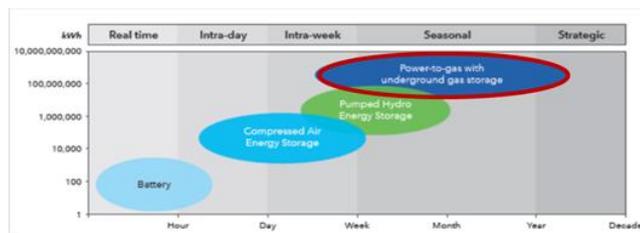


Figure 1 : Capacités et échelles de temps de solutions de stockage d'énergie<sup>9</sup>

Le procédé de stockage géologique de l'hydrogène est calqué sur celui employé pour stocker le 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)<sup>10, 11</sup>. La France possède 16 sites de stockages souterrains de gaz naturel, 14 opérés par Storengy et 2 par Téréga, cumulant 12 TWh pour les cavités salines et 139 TWh pour les aquifères profonds, permettant de couvrir environ un tiers de la consommation française annuelle en gaz naturel<sup>7,12</sup>. Contrairement aux cuves de surface, les réservoirs souterrains permettent un stockage massif abaissant les coûts sur la durée puisque le coût d'investissement est largement prépondérant par rapport au coût d'exploitation (on estime à 30-40 ans la durée nécessaire pour amortir les dépenses d'investissement)<sup>13</sup> et répondant aux fluctuations de la demande de gaz tout en

<sup>9</sup> European Power to Gas platform White Paper, September 2017.

<http://europeanpowertogas.com/news>

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

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

<sup>12</sup> Plan décennal de développement du réseau de transport de GRTgaz 2018-2027.

<sup>13</sup>

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

garantissant leur sécurité. L'Ineris a ainsi calculé qu'une cavité saline de 500 000 m<sup>3</sup> permettrait de stocker 250 jours de production sous forme de H<sub>2</sub> pour une dizaine d'éoliennes avec une capacité de 25 MW<sup>14</sup>.

En France, les stockages souterrains envisagés sont donc les cavités salines pour l'hydrogène pur ou le mélange H<sub>2</sub> avec du méthane, ainsi que les aquifères profonds non potables (H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>) représentés dans la Figure 2.

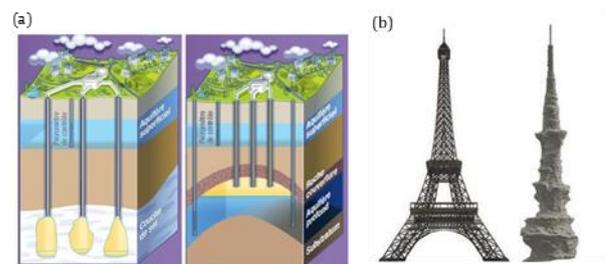


Figure 2: (a) Représentation schématique de stockages en cavités salines (à gauche) et en aquifère (à droite) (Ineris, 2016) ; (b) Ordre de grandeur d'une cavité saline

Aujourd'hui seulement quatre stockages d'hydrogène pur sont en activité dans le monde et ont été réalisés dans des cavités salines afin d'alimenter l'industrie chimique (trois aux Etats-Unis et un au Royaume-Uni) ; aucun n'est employé dans le cadre d'un stockage énergétique. On peut noter qu'en raison de la faible densité du H<sub>2</sub>, à pression et volume équivalents, l'énergie stockée dans une caverne contenant du H<sub>2</sub> est 4 fois plus faible que si elle contenait du CH<sub>4</sub>. L'investissement pour creuser et équiper une caverne pour H<sub>2</sub> est donc plus long et plus difficile à amortir que dans le cas du CH<sub>4</sub>.

### Le stockage en cavité saline de l'hydrogène est éprouvé depuis plusieurs décennies mais à valider sur le territoire français

Depuis une trentaine d'années, ces cavités salines i) ont démontré une forte étanchéité vis-à-vis de l'hydrogène ; ii) peuvent stocker des volumes plus importants 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

<sup>14</sup>

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

m<sup>3</sup> ; iii) peuvent subir des cycles d'injection et de soutirage soutenus en fréquence et en débit ; iv) abritent *a priori* peu ou pas 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 sites de production d'énergie renouvelable intermittente. Aujourd'hui, il n'existe que très peu de données de dynamique moléculaire concernant l'hydrogène (équations d'état, coefficients de diffusion, de solubilité, mobilité, réactivité...) à des températures, pressions et salinités rencontrées dans ces environnements profonds. Les projets ROSTOCK H, puis STOPIL H2 financés tous deux par le Groupement d'Intérêt Scientifique (GIS) GEODENERGIES ont parmi leurs objectifs d'essayer de répondre à ce type de questionnement sur le modèle de la cavité saline. Ces types d'approches devraient être appliqués aux aquifères profonds, ainsi qu'aux conditions des environnements de surface en cas de fuite.

Le principal risque lié au stockage souterrain d'hydrogène est inhérent à tous les stockages souterrains : il s'agit de défauts d'étanchéité. Les quelques exemples de stockages d'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. Mais il existe notamment 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 diffuse 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 par conséquent des enjeux importants en termes d'intégrité du transport et des stockages afin de limiter les fuites. Ainsi, les problématiques liées à l'impact des concentrations plus ou moins importantes d'hydrogène sur les structures de surface se posent non seulement pour les puits

d'injection et de soutirage mais aussi 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) Une fuite à travers le puits jusqu'à la surface pouvant générer des risques accidentels qui peuvent découler de faiblesses au niveau des interfaces roche-ciment-acier mais aussi du vieillissement des installations, accéléré par le contact avec le produit stocké. A titre d'exemple, le projet européen HyUnder<sup>15</sup> 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...).

### **L'arrivée d'hydrogène dans les aquifères profonds pourrait être problématique**

S'il n'est pas question d'introduire du H<sub>2</sub> pur directement dans des aquifères profonds, son injection dans le réseau de surface via le P2G entrainera inévitablement son arrivée dans les stockages souterrains de gaz naturel.

Il est à noter que la réactivité potentielle de l'hydrogène avec les métaux et semi-métaux présents dans le sous-sol 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. De plus, 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 démultipliée. Sur de nombreux sites, une part importante de l'hydrogène pourra être consommée par ces microorganismes qui i) verront leurs nombres augmenter entraînant un risque de colmatage de la porosité de l'aquifère dans lequel

<sup>15</sup> <http://hyunder.eu/>

circule la nappe avec un possible effet sur l'injection et donc les capacités de stockage ; ii) verront 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 études microbiologiques s'intéressant au stockage passé de gaz de ville (40-60% CH<sub>4</sub> + 60-40% H<sub>2</sub>) 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.

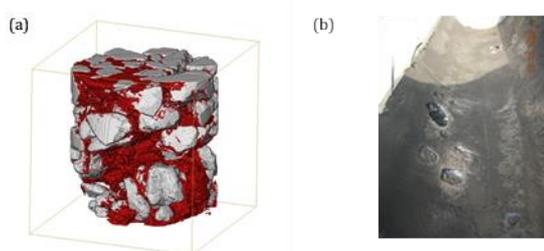


Figure 3 : (a) Phénomènes de bouchage (clogging) de la porosité de la roche causés par le développement de microorganismes se développant en biofilms recouvrant les surfaces minérales (en rouge) en présence de H<sub>2</sub> et de CO<sub>2</sub> et de biominéralisation (sulfures de fer et autres métaux; source IPFRA-DMEX/E2S-UPPA) ; (b) Biocorrosion des infrastructures par des microorganismes produisant des sulfures (Source M. Magot).

Dans le même temps, certains aquifères, en l'absence ou avec de faibles concentrations de sulfates, constituent un habitat favorable à des microorganismes capables de produire du méthane à partir d'hydrogène et de CO<sub>2</sub>. Ce mécanisme dénommé bio-méthanation *in situ* mérite également d'être étudié et compris. Cette voie pour la production de méthane, bien qu'imaginée de longue date, n'a fait l'objet de recherche avancée que récemment avec notamment l'élaboration de deux pilotes en réservoirs déplétés en hydrocarbures dans le cadre des projets

Underground Sun Conversion<sup>16</sup> en Autriche et HYchico<sup>17</sup> en Argentine. Ces pilotes démontrent qu'il est possible de bio-convertir l'hydrogène avec du CO<sub>2</sub> pour générer du méthane, permettant ainsi une revalorisation du CO<sub>2</sub> co-injecté dans un même réservoir géologique.

#### Faits et nécessités :

- Le développement du stockage massif et sécurisé de l'hydrogène en réservoir géologique peut **accompagner le développement des énergies renouvelables intermittentes** via le P2G.
- Le stockage de volumes considérables est garant d'une **stratégie énergétique pérenne** basée sur des réserves territoriales (H<sub>2</sub> pur et mélange H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>).
- **L'augmentation de la part de l'hydrogène injecté dans le réseau** de gaz naturel doit être corrélée au développement des filières productrices d'hydrogène.
- Il est nécessaire de tenir compte dans les textes réglementaires de **seuils d'acceptabilité futurs de concentrations de H<sub>2</sub>** circulant dans le réseau de gaz naturel européen.
- La définition des concentrations limites doit être faite en considérant les sites de stockages géologiques. Elle doit également tenir compte, d'une part, des **conséquences technico-économiques en découlant à la vue de l'adaptation des infrastructures** et, d'autre part, d'un **éventuel effet sur les réservoirs géologiques**.
- **Aucune structure géologique de stockage française** n'a encore servi à stocker de l'hydrogène pur et l'expérience sur les stockages de gaz de ville (mélange de méthane de synthèse et d'hydrogène) en aquifères **incitent à plus d'études**.
- Le savoir-faire français en matière de stockage géologique de gaz naturel et de gaz de ville (mélange de méthane de synthèse et d'hydrogène) et la géologie du sous-sol français **rendent crédibles les hypothèses de stockage d'hydrogène en cavités salines**.

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

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

- Il y a nécessité à **définir rapidement des sites pilotes** répondant aux contraintes du territoire français (certains sites pilotes sont déjà en cours de discussion dans au moins deux régions françaises) et à **fédérer la communauté scientifique et industrielle** au travers d'**appels à projets dédiés** (ANR, ADEME...) et **préparer l'émergence de nouveaux marchés**. Le projet STOPIL H2 est un exemple d'initiative allant dans ce sens. Il est important de confirmer rapidement la pertinence supposée des cavités salines françaises au stockage de l'hydrogène pur.

- Le développement d'**équipements et de méthodes de surveillance adaptés** tenant compte de la très faible solubilité de l'hydrogène mais également de sa forme gazeuse qui peut potentiellement migrer très rapidement vers la surface est essentielle.

- Il est indispensable de prendre en compte **l'impact sociétal et environnemental de la création de nouvelles cavités salines** (utilisation des saumures, activité sismique, risques de fuites).

- Le suivi de l'impact éventuel de mix énergétique contenant des concentrations croissantes en hydrogène dans les aquifères profonds nécessite des approches de modélisation couplant écoulement, réactivité, mécanique, et microbiologie sur des cas d'études à identifier et dans un contexte de sécurité des sites mais également de performance économique. Des expérimentations 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. Des approches par simulation numérique à l'échelle du pilote permettraient de modéliser l'ampleur d'éventuelles fuites et de quantifier les quantités de H<sub>2</sub> solubilisés...

***La plupart des questions inhérentes au stockage géologique de H<sub>2</sub>, sont transposables à la problématique de l'exploitation de l'hydrogène natif, en particulier les questions liées à sa réactivité et sa mobilité dans les couches géologiques.***

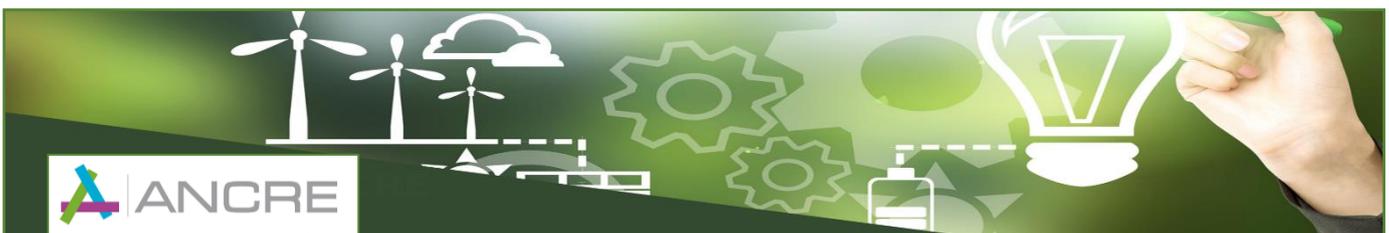
#### Rédacteurs :

Clémentine Meiller, IFP Energies Nouvelles – [clementine.meiller@ifpen.fr](mailto:clementine.meiller@ifpen.fr)

Anthony Ranchou-Peyruse, Université de Pau et des Pays de l'Adour – [anthony.ranchou-peyruse@univ-pau.fr](mailto: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 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.