

Le projet HyPSTER : émergence d'une nouvelle forme de stockage massif de l'hydrogène essentielle à l'atteinte de la neutralité carbone

Par Yann-Éric MORET

Élève ingénieur à l'École polytechnique, stagiaire à Storengy

Afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050, l'Europe mise aujourd'hui sur l'hydrogène renouvelable. Or, l'utilisation émergente de ce nouveau vecteur énergétique devra être accompagnée de solutions de stockage massif, et ce d'autant plus dans le contexte actuel d'insécurité de l'approvisionnement en gaz russe. Technique éprouvée depuis plus de cinquante ans pour stocker du gaz naturel, le stockage souterrain en cavité saline est l'une des méthodes les plus prometteuses pour répondre au besoin d'un stockage de l'hydrogène à la fois massif et à haute réactivité, afin de maîtriser l'intermittence de la production d'hydrogène renouvelable. Le développement d'une telle solution de stockage diminuera par ailleurs les coûts pour l'ensemble de la chaîne opérationnelle de l'hydrogène. Sa mise en œuvre à grande échelle nécessite toutefois la validation préalable de certains paramètres techniques. C'est dans cette optique que la société Storengy a lancé le projet HyPSTER, qui constitue le premier projet pilote de stockage d'hydrogène pur en cavité saline afin d'en assurer la reproductibilité sur le plan économique et industriel. Dans cet article, nous présentons les problématiques techniques nouvelles soulevées par le stockage d'hydrogène en cavité saline, ainsi qu'une analyse de son intérêt sur le plan stratégique.

Introduction

HyPSTER, un projet qui s'inscrit dans les objectifs de la Commission européenne

Face à l'urgence climatique, l'hydrogène est considéré comme l'une des solutions énergétiques les plus prometteuses. Ce vecteur énergétique permet en effet de stocker de l'électricité sur des temps longs et en quantité importante. La volonté de développer l'hydrogène est partagée au niveau européen ; ainsi, dans son récent plan « REPower EU »⁽¹⁾, la Commission européenne (CE) prévoit une consommation annuelle d'hydrogène renouvelable de 20 millions de tonnes (Mt) en Europe d'ici à 2030. Afin de favoriser l'émergence de l'hydrogène renouvelable, d'assurer une sécurité de l'approvisionnement et de minimiser les coûts totaux de la chaîne opérationnelle, une solution de stockage massif et flexible d'hydrogène doit être développée.

⁽¹⁾ Le plan « REPower EU », exposé en mai 2022 par la CE, vise à réduire la dépendance européenne aux hydrocarbures russes. Ce plan présente l'hydrogène comme une solution pour parvenir à une souveraineté énergétique européenne. L'objectif communiqué de 20 Mt est par ailleurs bien supérieur aux 5,6 Mt prévues dans le paquet de mesures « Ajustement à l'objectif 55 », présenté en juillet 2021 et regroupant des propositions visant à concrétiser la réduction d'au moins 55 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici à 2030, une ambition formulée en juin 2021 à travers la loi européenne sur le climat.

Dans l'hypothèse la plus basse, en 2030, il sera nécessaire de stocker 78 TWh d'hydrogène à l'échelle de l'Europe, soit 10 % de la consommation totale d'hydrogène (voir la Figure 1 de la page suivante).

Consciente de la nécessité d'un déploiement rapide de la filière du stockage de l'hydrogène, la société Storengy, filiale du groupe Engie spécialisée dans le stockage souterrain de gaz naturel, a lancé le projet HyPSTER (Hydrogen Pilot Storage for large Ecosystem Replication). Développé par Storengy sur son site d'Etrez (dans le département de l'Ain), HyPSTER est le premier projet pilote de stockage d'hydrogène pur en cavité saline. Bénéficiant d'une aide de 5 M€ de la CE via le Clean Hydrogen Partnership, HyPSTER est le premier démonstrateur de stockage d'hydrogène souterrain à haute réactivité (Underground Hydrogen Storage (UHS))⁽²⁾. La participation de neuf partenaires (Armines – École polytechnique, Axelera, Brouard Consulting, Element Energy, Equinor, ESK, l'Ineris, Inovyn et Storengy) d'origines française, allemande, britannique et norvégienne ancre le projet dans une dynamique européenne.

⁽²⁾ L'on parle d'un stockage « à haute réactivité » si celui-ci permet des modulations rapides et fréquentes – à l'échelle de l'heure – du débit d'injection et de celui de soutirage (c'est-à-dire de récupération) du gaz.

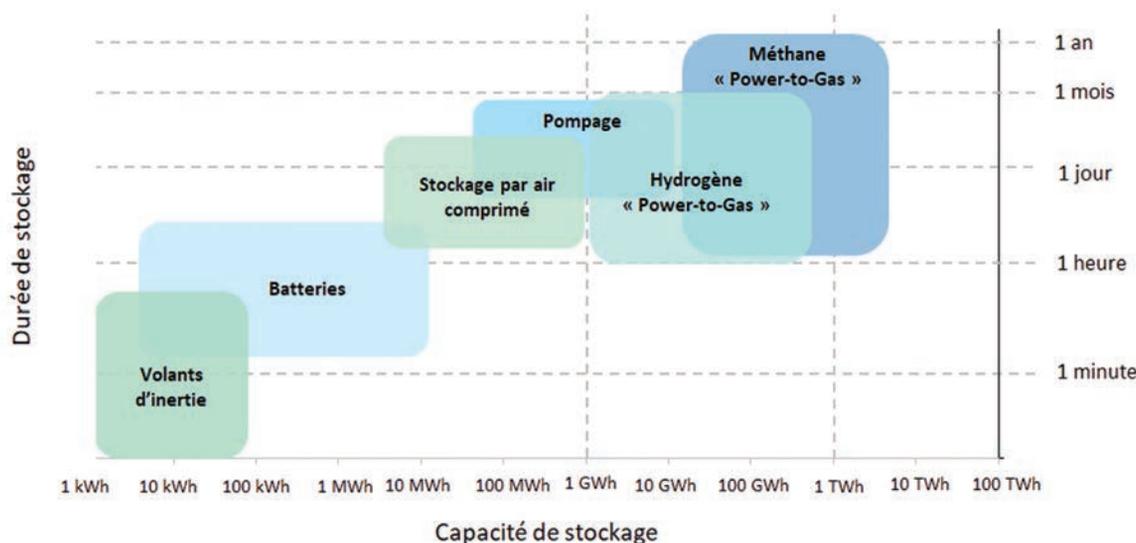


Figure 1 : Durée et capacité de stockage pour différents types de stockage, adapté de MOORE J. & SHABANI B. (2016) [1].

Objectifs du projet et nécessité du développement de l'UHS

Le projet HyPSTER a pour finalité de tester en conditions industrielles le stockage d'hydrogène en cavité saline à haute réactivité, ainsi que d'évaluer sa reproductibilité technique et économique, et par là même de poser les bases du développement de la filière UHS (voir la Figure 2 ci-après).

Le projet HyPSTER et plus globalement, l'UHS permettront à court terme l'émergence d'un écosystème de l'hydrogène renouvelable en apportant une solution à l'intermittence de la production d'électricité renouvelable. De même, l'UHS offrira la possibilité à chaque acteur de la chaîne opérationnelle de l'hydrogène de minimiser ses coûts et de respecter les contraintes législatives en matière d'énergie renouvelable. Enfin, l'UHS permettra non seulement de réduire fortement la dépendance énergétique aux hydrocarbures russes, mais aussi d'assurer une sécurité d'approvisionnement aux industriels et flottes de véhicules recourant à l'hydrogène, notamment lors de délestages⁽³⁾ ou des maintenances d'électrolyseurs.

Sur le plus long terme, l'UHS permettra au réseau électrique d'intégrer une forte proportion d'électricité renouvelable de manière optimisée *via* la solution de « power to gas to power » – procédé de transformation de l'électricité en hydrogène par électrolyse de

l'eau, puis de reconversion de l'hydrogène en électricité. En effet, l'éolien et le solaire photovoltaïque seront, à l'horizon 2050, les deux sources principales du mix électrique français dans les scénarios du gestionnaire du réseau électrique français, RTE ; ils représenteront respectivement, en moyenne, 40 et 25 % de la production électrique [2]. L'UHS permettra alors de gommer les écarts entre la production intermittente et la consommation électrique, cela en stockant l'électricité lorsque celle-ci sera produite en abondance, puis en retransformant l'hydrogène lorsque la production ralentira en raison du peu de vent ou de soleil.

Après une introduction portant sur les particularités des dispositifs de stockage souterrain du gaz, nous présenterons dans cet article les problématiques techniques qui découlent de la spécificité d'HyPSTER. Puis nous approfondirons l'intérêt stratégique de ce projet.

Le stockage du gaz dans le sous-sol

État actuel du stockage souterrain de gaz en France

Le stockage de gaz naturel en sous-sol est une activité d'intérêt national, qui joue un rôle majeur dans le lissage et la sécurisation de la consommation énergétique française. Le gaz stocké couvre en effet près de 25 % de la consommation annuelle du pays en gaz et 50 % de sa consommation hivernale, voire plus en période de grand froid. Deux opérateurs se partagent cette mission : Storengy, qui gère la majeure partie des stocks français (100 TWh par rapport à une capacité totale de 130 TWh), et Teréga, gestionnaire du réseau de transport et de stockage du gaz du Sud-Ouest.

⁽³⁾ Un délestage consiste en l'organisation par le gestionnaire du réseau électrique de coupures d'électricité localisées, temporaires et réparties sur le territoire. Cette décision est prise lorsqu'il n'y a pas suffisamment d'électricité pour faire face à la consommation, avec pour finalité d'éviter une coupure de plus grande ampleur.



Figure 2 : Planning de réalisation du projet HyPSTER – Photo©Storengy.

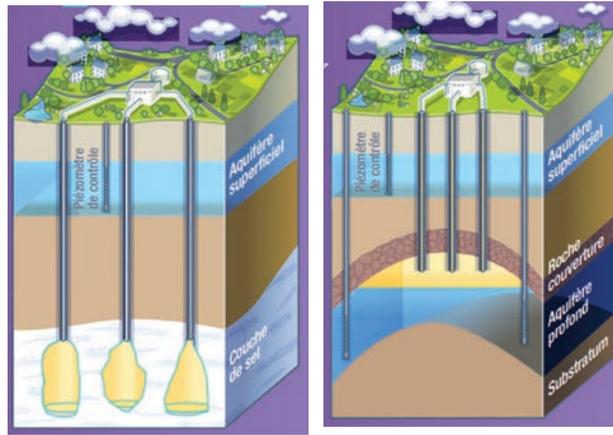


Figure 3 : Schémas du stockage en cavité saline (à gauche) et en aquifère profond (à droite), tiré de INERIS (2016) [3] – ©INERIS.

Pour son stockage en sous-sol, le gaz naturel est comprimé à une pression de 40 à 270 bars, avant d'être injecté soit en nappe aquifère profonde (entre 400 et 1 200 mètres de profondeur), soit en cavité saline (entre 900 et 1 600 mètres). Un aquifère profond est un réservoir d'eau non potable constitué d'une roche poreuse : le stockage du gaz y est réalisé en chassant l'eau située dans la porosité de la roche. Le stockage en cavité saline nécessite, quant à lui, un forage permettant d'atteindre une formation géologique de sel et, par l'injection d'eau, de dissoudre cette poche de sel pour obtenir une cavité artificielle. Il s'agit ensuite de chasser la saumure formée avec le gaz à stocker (voir la figure 3 ci-dessus).

La complémentarité de ces deux types de stockage réside dans la quantité de gaz stockable et dans la réactivité au soutirage : tandis qu'un aquifère permet de stocker en moyenne 1 milliard de Nm³(4) de gaz, le volume géométrique d'une cavité saline dépasse rarement le million de m³, ce qui permet donc de stocker en général entre 10 et 100 millions de Nm³ de gaz [3]. En revanche, un aquifère est beaucoup moins réactif : du fait de la percolation du gaz dans la porosité de la roche, il est parfois nécessaire d'amorcer les soutirages plusieurs semaines à l'avance. À l'inverse,

(4) Un Nm³, ou « normo mètre cube », d'un certain gaz est la quantité de ce gaz contenue dans un volume d'1 m³ dans des conditions normales de température et de pression (CNTP), soit 0 degré Celsius et 1 013 bars.

un stock de gaz en cavité saline peut être entièrement extrait en quelques jours seulement [3].

Le stockage d'hydrogène en cavité saline

Nous avons déjà la certitude que l'hydrogène peut être stocké en cavité saline dans de bonnes conditions de sécurité et sur de longues périodes(5), comme c'est le cas pour les quatre sites de stockage d'hydrogène en cavité saline existant dans le monde (trois sites au Texas et un au Royaume-Uni). Néanmoins, ces stockages sont peu modulés (seules de petites quantités sont occasionnellement soutirées).

Or, pour répondre à l'intermittence de la production d'électricité renouvelable, le stockage doit être flexible. L'injection et le soutirage de l'hydrogène doivent être modulables sur différentes échelles de temps, allant de modulations journalières (stockage de l'hydrogène lors du pic d'ensoleillement en début d'après-midi, soutirage en fin d'après-midi et le lendemain matin pour assurer la continuité de l'activité) à des modulations saisonnières (stockage de l'hydrogène en été lorsqu'il y a beaucoup de soleil, et soutirage en hiver) (voir la Figure 4 ci-dessous).

En 2023, HyPSTER sera donc le premier projet de stockage d'hydrogène en cavité saline à haute réactivité à être en opération.

(5) Depuis 1972, au Royaume-Uni, et depuis 1983, au Texas (pour les premières cavités) [5].

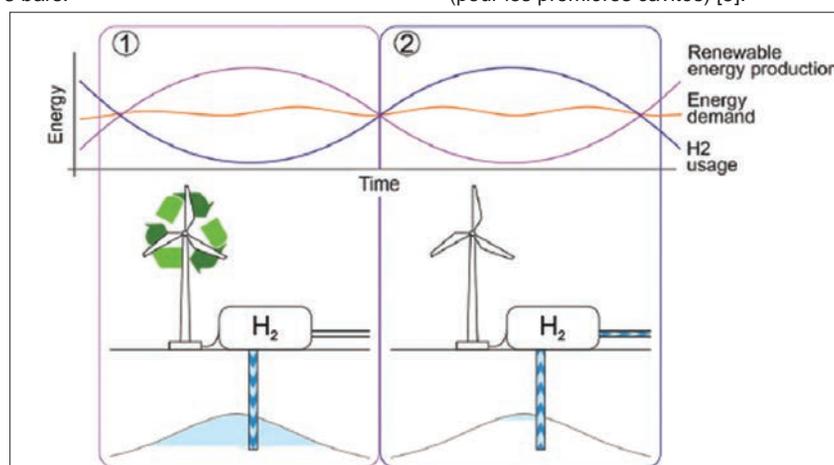


Figure 4 : Utilité du stockage d'hydrogène pour assurer un rééquilibrage entre production et consommation – Source : HEINEMANN N. et al. (2021) [4] – ©The Royal Society of Chemistry 2021.

Déroulement du projet HyPSTER et problématiques techniques étudiées

La cavité EZ53

Le projet HyPSTER est en phase de réalisation sur le site de stockage d'Étrez, qui se situe à proximité de Bourg-en-Bresse. Storengy y exploite actuellement vingt cavités salines⁽⁶⁾. La cavité EZ53, aujourd'hui inutilisée et remplie de saumure, a été choisie pour la réalisation des essais de stockage de l'hydrogène. Bien qu'étant de petite taille par comparaison aux autres cavités exploitées par Storengy, sa capacité totale de stockage en hydrogène est de 80 tonnes, dont 44 tonnes utilisables⁽⁷⁾, soit l'équivalent du remplissage de 1 760 réservoirs de bus à hydrogène (voir la Figure 5 ci-dessous).

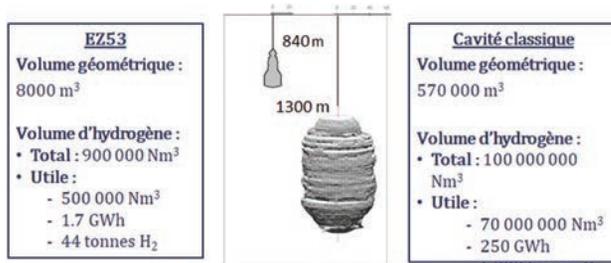


Figure 5 : Comparaison des capacités volumétriques de la cavité EZ53 avec celles d'une cavité de taille classique – Source : Storengy.

⁽⁶⁾ Le site d'Étrez, qui est en exploitation depuis quarante ans, assure la sécurité d'approvisionnement de 11 millions de consommateurs de gaz.

⁽⁷⁾ Il faut constamment conserver une pression minimale au sein de la cavité, donc une quantité minimale d'hydrogène ; inexploitable, cette petite quantité, appelée « gaz coussin », sert au soutènement mécanique de la cavité.

Problématiques techniques étudiées dans le cadre du projet

Au cours du deuxième semestre 2023, 3 tonnes d'hydrogène seront injectées dans la cavité EZ53. Celle-ci sera ensuite soumise à une centaine de cycles de compression et de détente par injection et soutirage de saumure ; ces cycles de variation des pressions seront représentatifs des conditions d'exploitation d'un futur stockage d'hydrogène. En fin d'expérimentation, une partie de l'hydrogène sera soutiré et analysé (voir la Figure 6 ci-après).

Le protocole mis en œuvre dans le cadre du projet permettra de valider plusieurs aspects techniques et opérationnels afin de sécuriser l'industrialisation du procédé à très grande échelle :

- l'adaptation des équipements (tuyauterie et complé- tion⁽⁸⁾) aux spécificités du stockage de l'hydrogène et à la fréquence élevée des modulations ;
- l'étanchéité de la cavité saline afin d'éviter tout risque de fuite d'hydrogène vers la surface ;
- l'interaction de l'hydrogène stocké avec son environnement souterrain. En effet, les risques de dissolution de l'hydrogène et de réactions chimiques ou biochimiques impliquant l'hydrogène n'ont pas encore été totalement écartés [5]. Une caractérisation de la composition du gaz après soutirage permettra alors de dimensionner une éventuelle installation de post-traitement afin d'assurer la qualité de l'hydrogène requise pour un usage industriel ou des applications de mobilité⁽⁹⁾.

⁽⁸⁾ La complé- tion correspond à l'ensemble des installations reliant la cavité à la surface pour réaliser les opérations d'injection et de soutirage.

⁽⁹⁾ D'après la norme ISO 14687, la pureté minimale de l'hydrogène pour la mobilité est de 99,97 %.

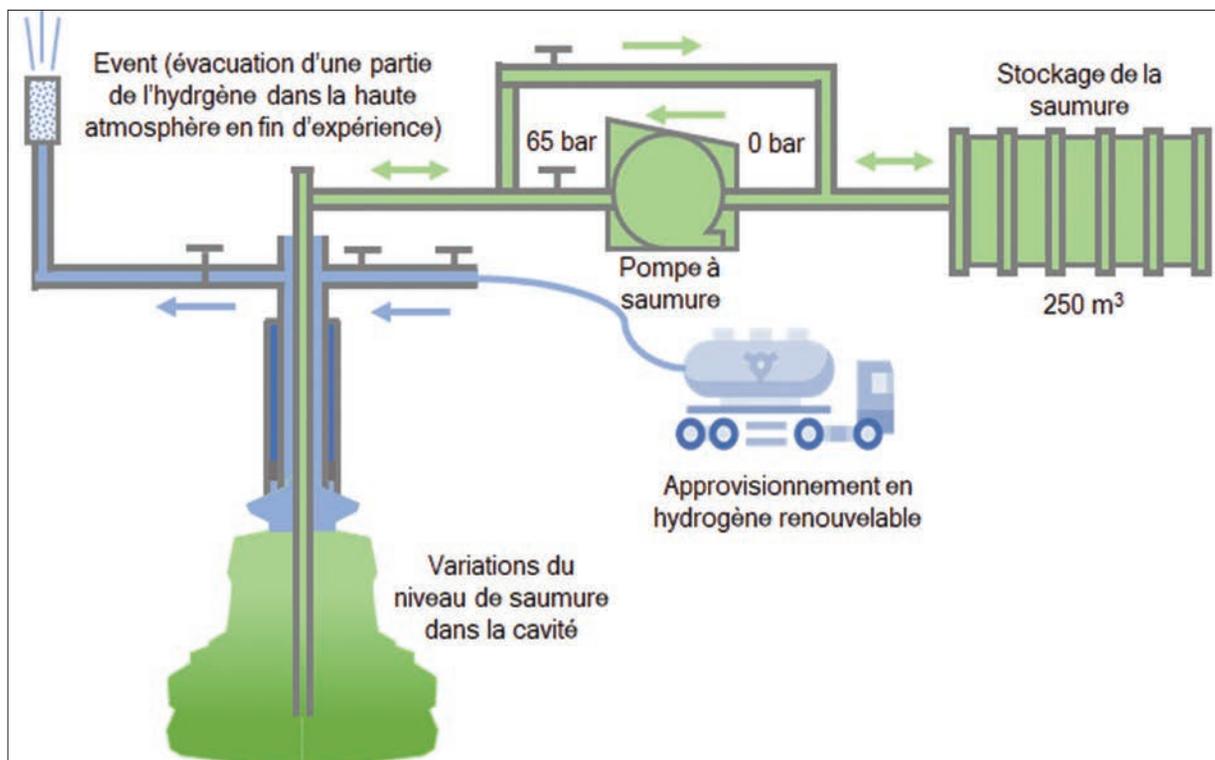


Figure 6 : Schématisation de l'expérimentation HyPSTER – Source : Storengy.

Intérêt stratégique et valeur du stockage d'hydrogène en cavité saline

Au-delà de l'étude des nouvelles problématiques techniques qu'il sous-tend, l'enjeu du projet HyPSTER est également de démontrer l'intérêt stratégique de l'UHS pour l'ensemble des parties prenantes du marché de l'hydrogène. La notion de valeur donnée par l'Association française pour l'analyse de la valeur (AFAV)⁽¹⁰⁾ nous a semblé adaptée pour approcher au mieux les enjeux stratégiques couverts par ce type de stockage (voir la figure 7 ci-après).

Intérêt stratégique à court terme (à horizon 2030)

À court terme, le stockage souterrain d'hydrogène présente une forte valeur, car il favorise le démarrage de la filière Hydrogène renouvelable, et ce d'autant plus qu'il bénéficie à l'ensemble des parties prenantes. Le stockage fait en effet le lien entre la production intermittente d'hydrogène renouvelable et la consommation industrielle, dont le profil est plat.

Cette valeur de démarrage résulte de plusieurs facteurs. D'abord, l'UHS permet d'éviter les surinvestissements dans la construction d'autres éléments d'infrastructure. En effet, grâce à la flexibilité apportée par le stockage, les producteurs ne sont pas obligés de surdimensionner leurs électrolyseurs ; de même, les opérateurs du réseau électrique peuvent alléger le renforcement de leurs infrastructures, car les risques de congestion sont évités. La valeur système

⁽¹⁰⁾ Il existe de nombreuses conceptions de la valeur d'un produit. La définition donnée par l'AFAV, disponible sur son site Internet, est la suivante : la valeur d'un produit est une grandeur proportionnelle à la satisfaction des besoins de chaque partie prenante (personnes, entités ou groupes concernés par le produit) et est inversement proportionnelle au coût global du produit, c'est-à-dire au coût de l'ensemble des ressources consommées : investissement, exploitation, maintenance, communication, recyclage...

de l'UHS permet ainsi d'économiser jusqu'à 25 %⁽¹¹⁾ des coûts totaux du système.

La valeur environnementale de l'UHS joue également un rôle important dans le démarrage de la filière de l'hydrogène renouvelable, compte tenu du cadre réglementaire dans laquelle elle s'inscrit. En effet, des négociations sont actuellement en cours entre la Commission européenne et le Parlement européen au sujet de deux critères de définition de l'hydrogène renouvelable qui seront mis en application d'ici à la fin de la décennie : la corrélation horaire et le principe d'additionnalité.

Tout d'abord, la corrélation horaire obligera les fournisseurs d'hydrogène renouvelable à s'adapter heure par heure à la composition du mix électrique. Afin d'être considéré comme renouvelable, l'hydrogène devra être produit à certaines heures de la journée, concomitamment avec la production électrique renouvelable. Les fournisseurs pourront alors respecter leur contrat avec le consommateur, qui devra, quant à lui, respecter des quotas d'utilisation de l'hydrogène renouvelable (dans le cadre du plan « REPower EU », la Commission envisage l'obligation pour les industriels de consommer *a minima* 78 % d'hydrogène renouvelable). La réactivité horaire de l'UHS permettra alors aux fournisseurs de respecter la corrélation horaire et aux consommateurs de se conformer au cadre fixé par la législation européenne.

Ensuite, l'UHS va faciliter la mise en œuvre du principe d'additionnalité qui va rendre obligatoire la création de nouvelles capacités de production d'électricité renouvelable pour alimenter de nouveaux électrolyseurs.

Enfin, l'UHS va permettre au fournisseur d'arbitrer entre production et soutirage pour répondre à la demande en hydrogène : lorsque la demande en électricité sera faible, le producteur d'hydrogène pourra valoriser une

⁽¹¹⁾ Ce taux ainsi que le suivant sont issus de travaux de modélisation réalisés par Storengy.

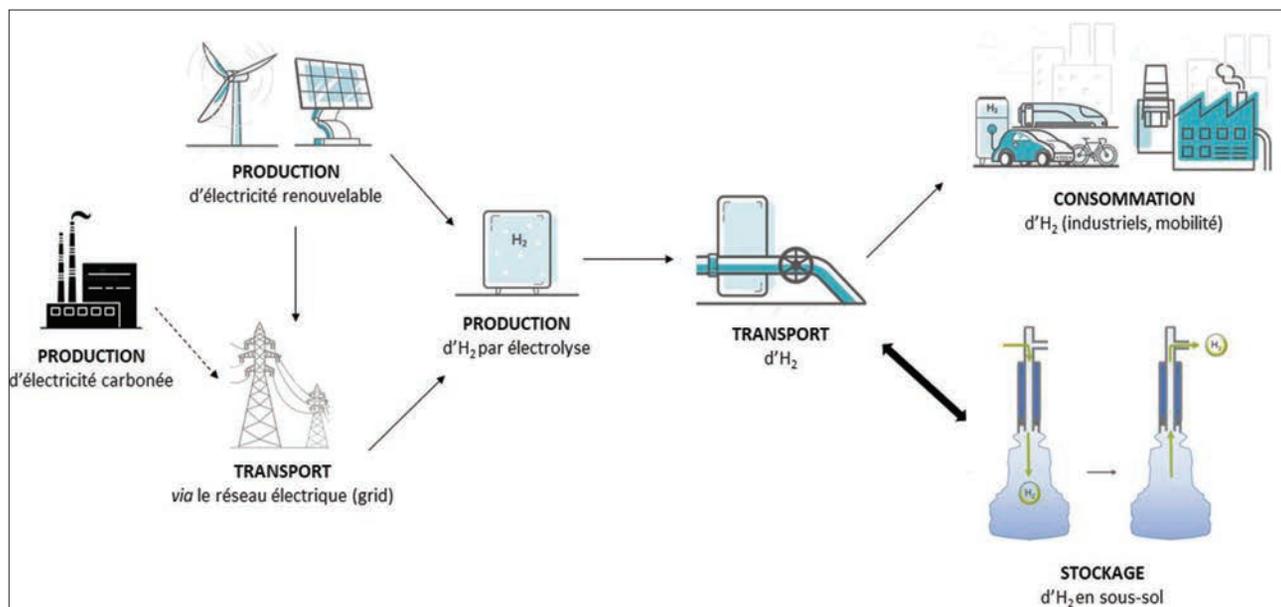


Figure 7 : Chaîne opérationnelle de la filière hydrogène renouvelable – Source : Storengy.

électricité renouvelable qui sera de fait abondante et à bas coût⁽¹²⁾. Inversement, lorsque l'électricité sera carbonée et plus chère, le soutirage des quantités stockées permettra au fournisseur d'assurer au consommateur un approvisionnement en hydrogène renouvelable à coût réduit. La valeur d'arbitrage du stockage doit ainsi permettre une diminution allant jusqu'à 22 % du coût global de l'hydrogène.

Intérêt stratégique à plus long terme (à horizon 2050)

L'intérêt stratégique de l'UHS est également de taille à plus long terme, puisqu'il doit apporter une solution viable à l'intermittence des sources d'électricité renouvelable. L'UHS assurera aux producteurs d'électricité intermittente un débouché en évitant le risque d'écêtement, c'est-à-dire de perte de l'électricité excédentaire ne pouvant être stockée lorsque l'offre est supérieure à la demande. L'écêtement est aujourd'hui une réalité en Allemagne⁽¹³⁾ et le deviendra en France au cours des prochaines décennies, d'après les prévisions de RTE. La valeur assurantielle de l'UHS se traduit également du côté des consommateurs d'hydrogène, qui, grâce à cette forme de stockage, seront assurés d'un approvisionnement massif en cas de rupture sur la chaîne d'approvisionnement, notamment lors de la défaillance d'électrolyseurs et des travaux de maintenance de ceux-ci, ou encore lors des périodes de délestage.

Grâce à la reconversion en électricité de l'hydrogène soutiré, l'UHS constituera également, en permettant un approvisionnement massif en électricité, une solution de secours pour pallier des indisponibilités du parc électrique (maintenance d'équipements, faible ensoleillement...), des situations auxquelles les solutions de stockage d'électricité existantes ne permettent pas de répondre sur des périodes de longue durée. Toutefois, le rendement actuel du « power to gas to power » n'est

⁽¹²⁾ Le lien entre prix et caractère renouvelable de l'électricité du réseau est lié à la logique du « merit order ». En effet, les unités de production électrique qui sont sollicitées en priorité sont celles dont les coûts marginaux sont les plus faibles – en l'occurrence, ce sont les sources d'électricité renouvelable intermittente, dont la production est perdue si elle n'est pas utilisée sur le moment. Lorsque la demande en électricité est élevée (en période hivernale, par exemple), les unités à forte capacité de production, comme les centrales thermiques, sont sollicitées, même si leur coût marginal est plus élevé. Cela implique simultanément une augmentation du coût moyen du kWh électrique, et une carbonisation du réseau. À l'inverse, lorsque l'électricité du réseau est entièrement renouvelable, le prix du kWh électrique est bas.

⁽¹³⁾ D'après les données de l'Agence fédérale allemande des réseaux, le volume des écêtements s'est élevé à 6 146 GWh en 2020.

que de 25 % environ, contre 70 % pour le stockage électrochimique en batteries [6] : l'augmentation du nombre des applications du « power to gas to power » sera donc conditionné par les améliorations de rendement de la chaîne hydrogène.

Conclusion

Le stockage d'hydrogène en sous-sol est ainsi un élément clé pour atteindre la neutralité carbone en 2050, mais aussi pour renforcer notre indépendance énergétique. Faisant le lien entre production intermittente et consommation d'hydrogène, l'UHS présente de nombreux atouts pour contribuer au lancement de la filière Hydrogène renouvelable : outre une minimisation du coût global du système, il permet à l'ensemble des acteurs de se conformer plus facilement aux législations européennes applicables en matière d'énergies renouvelables. Par son caractère pionnier et les enseignements techniques qui seront tirés de l'expérimentation en conditions industrielles en cours, le projet HyPSTER est un jalon fondamental du développement du stockage de l'hydrogène, brique indispensable pour la filière considérée.

Bibliographie

- [1] MOORE J. & SHABANI B. (2016), "A Critical Study of Stationary Energy Storage Policies in Australia in an International Context: The Role of Hydrogen and Battery Technologies", Figure 3, p. 4.
- [2] RTE (2021), « Futurs énergétiques 2050 – Principaux résultats », p. 17.
- [3] INERIS (2016), « Le stockage souterrain dans le contexte de la transition énergétique », *Ineris Références*, septembre.
- [4] HEINEMANN N. *et al.* (2021), "Enabling large-scale hydrogen storage in porous media – The scientific challenges", The Royal Society of Chemistry, p. 2.
- [5] REVEILLERE A., FOURNIER C., KARIMI-JAFARI M. & COURAULT C. (2022), "Enabling Large-Scale Hydrogen Storage in Salt Caverns: Recent Developments", *Solution Mining Research Institute Spring 2022 Technical Conference*, Geostock, Rueil-Malmaison (France), GeostockSandia, Houston (Texas – États-Unis).
- [6] BODINEAU L. & SACHER P. (2020), « Rendement de la chaîne hydrogène – Cas du "power-to-H2-to-power" », Ademe.