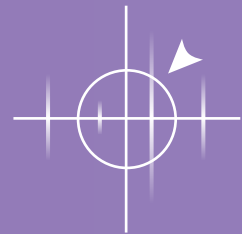


INERIS

références

MAÎTRISE
DES RISQUES
ET IMPACTS
SEPTEMBRE 2016



Le stockage souterrain dans le contexte de la transition énergétique

INERIS

références

MAÎTRISE
DES RISQUES
ET IMPACTS
SEPTEMBRE 2016

**Le stockage
souterrain
dans le contexte
de la transition
énergétique**

SOMMAIRE

INERIS RÉFÉRENCES

LE STOCKAGE SOUTERRAIN DANS LE CONTEXTE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

02 ◆ RÉSUMÉ

04 ◆ INTRODUCTION

Enjeux du stockage souterrain
et place de l'INERIS

06 ◆ DE QUOI PARLE-T-ON ?

Différents types de stockage souterrain
Types de produits stockés

12 ◆ ÉTAT DES LIEUX

Stockages en France

16 ◆ CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE

Cadre législatif

18 ◆ ÉVALUATION ET MAÎTRISE DES RISQUES

Méthodes et outils

20 ◆ ATTENTES SOCIÉTALES

21 ◆ PERSPECTIVES

Différentes filières de stockage
souterrain d'énergie
Maîtrise des risques et impacts
Coût d'un stockage souterrain d'énergie
Recherche et développement

34 ◆ CONCLUSION

Stockage souterrain de l'énergie: des défis
pour demain

37 ◆ PRÉCONISATION DE LA CORE

38 ◆ ANNEXES

Annexe 1 : Caractéristiques des stockages
en France
Annexe 2 : Conditions d'apparition des
principaux risques pour un stockage
souterrain

La Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte va conduire à l'accélération du développement des énergies renouvelables. Le caractère intermittent de certaines d'entre elles incite à stocker autant que possible l'énergie non consommée pour faire face aux demandes ultérieures. Différentes échelles de stockage peuvent alors coexister selon le contexte : batteries, réservoirs de surface et stockages souterrains. Du fait de ses caractéristiques (grands volumes possibles, isolation thermique...), le stockage souterrain d'énergie présente un certain nombre d'attraits.

Peu de réalisations industrielles existent actuellement à travers le monde dans le domaine du stockage souterrain d'énergie, mais de nombreux exemples de stockage souterrain de gaz naturel et d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés existent au niveau international et national. On dispose donc à l'heure actuelle d'un retour d'expérience important sur les différents aspects technologiques, environnementaux et socio-économiques du stockage souterrain ; ce retour d'expérience peut être mis à profit dans le contexte énergétique.

Les équipes de l'INERIS sont très impliquées depuis de nombreuses années sur les thématiques du stockage souterrain. L'Institut combine sa connaissance historique du milieu souterrain et des risques accidentels en l'appliquant aux puits, aux réservoirs et aux installations de surface. Il dispose aussi d'un fort retour d'expérience sur le comportement à long terme et l'impact sur la sécurité et l'environnement d'anciennes exploitations minières ou carrières souterraines. Cette expérience apporte des enseignements précieux sur les risques et impacts potentiels d'un stockage souterrain durant son exploitation et après abandon, notamment au niveau des ouvrages d'accès.

Ce dossier définit et décrit tout d'abord les principaux types de stockage souterrain :

- ◆ le stockage en gisement dépleted ou épuisé ;
- ◆ le stockage en aquifère ;
- ◆ le stockage en cavité « de dissolution » (c'est-à-dire dans le sel – autrement appelée cavité saline -) ou creusée mécaniquement (dite minée, bien qu'il ne s'agisse pas d'anciennes mines).

Il indique également les types de produits stockés aujourd'hui (les hydrocarbures et le gaz naturel) et potentiellement stockables demain, dans le contexte de

la transition énergétique (hydrogène, air comprimé, eau pour l'énergie thermique ou hydraulique), en mettant en exergue l'adéquation entre les types de produits et de stockage souterrain.

En France, il existe actuellement 23 sites de stockage souterrain de gaz naturel ou d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés, inégalement répartis sur le territoire. Ce sont les stockages de gaz naturel en aquifères qui sont les plus nombreux. On trouve également des cavités de dissolution stockant du gaz naturel ou du pétrole. Les autres types de stockage sont anecdotiques ou inexistantes. Le stockage souterrain au sens large est régi par plusieurs codes : environnement (pour le stockage de déchets industriels et ses installations de surface), installation nucléaire de base (pour le stockage de déchets radioactifs), ou à la fois minier et environnement (pour les autres stockages). Il n'existe pas aujourd'hui de réglementation spécifique au stockage souterrain d'énergie.

Les principaux risques présentés par les stockages souterrains « traditionnels » de fluides sont liés aux fuites en milieu souterrain et au fonctionnement des installations de surface, qui peuvent induire, dans certains cas, des risques accidentels ou des impacts environnementaux. Les phénomènes redoutés, outre l'explosion et l'incendie pour le gaz naturel et l'hydrogène, sont principalement la pollution de la ressource en eau et l'impact sur l'effet de serre. Des méthodes et outils existent pour évaluer et maîtriser ces risques, l'enjeu étant de les adapter aux nouvelles filières de la transition énergétique. Cette étape ne saurait être franchie sans l'implication de l'ensemble des parties prenantes, y compris la société civile. Ainsi, la France encourage l'exercice de sa responsabilité par chaque acteur et les autorités compétentes mettent à disposition des outils pour renforcer la participation du public.

L'INERIS se positionne en accompagnement des transitions énergétique et écologique, en matière de maîtrise des risques : c'est la première orientation stratégique de son Contrat d'objectifs et de performance 2016-2020. C'est pourquoi ce document développe tout particulièrement, après les avoir présentés, les risques et les mesures de maîtrise des risques liés aux principales filières du stockage souterrain d'énergie sous forme chimique (hydrogène), mécanique (air comprimé), hydraulique (station de transfert d'énergie par pompage) et thermique (chaleur, froid). À la demande de sa Commission d'orientation de la recherche

et de l'expertise, l'Institut intègre à ce dossier une analyse préliminaire des coûts de ces filières. Enfin, au vu de l'état actuel des connaissances, l'Institut identifie également ce qu'il considère être les principales pistes de recherche et de développement (R&D) pour une innovation sûre et responsable en matière de stockage souterrain de l'énergie.

Les résultats de cette analyse indiquent que parmi les défis technologiques majeurs figure celui relatif au rendement des différentes filières étudiées. Par ailleurs, le stockage souterrain d'énergie n'est pas exempt de risques et d'impacts environnementaux et sanitaires. En particulier, le stockage souterrain d'hydrogène soulève la question des risques d'incendie et d'explosion de ce gaz léger, très inflammable et explosible. Aucun accident n'a cependant été signalé, à notre connaissance, durant environ 40 ans d'exploitation des quelques stockages souterrains d'hydrogène existant dans le monde, en particulier aux États-Unis.

Un autre élément important susceptible de conditionner le recours au stockage souterrain d'énergie est son coût. La réalisation des cavités souterraines, les équipements de surface et les coûts spécifiques à certains types de stockage, tels que celui de l'électricité nécessaire à l'électrolyse pour la production de l'hydrogène, font que le stockage souterrain demeure pour l'instant onéreux. Son coût devrait cependant diminuer progressivement au fur et à mesure du développement de la demande, dans le contexte de la transition énergétique.

Il convient de préciser, par ailleurs, que le recours à un stockage souterrain et le type de ce stockage dépendent des caractéristiques géologiques et hydrogéologiques du sous-sol. La plupart des stockages souterrains analysés dans ce dossier concernent une quantité limitée d'énergie destinée à une zone géographique peu étendue. Leur pertinence doit être étudiée par une analyse multicritère approfondie qu'il convient de mener préalablement à toute réalisation concrète.

Enfin, s'agissant des principales pistes de R&D, les techniques de caractérisation de l'état d'étanchéité des puits, les outils de surveillance du stockage, des aquifères et du milieu géologique, les méthodes d'évaluation intégrée des risques, l'analyse coût-bénéfice des différentes options... sont autant de questions encore ouvertes qui nécessitent des travaux de recherche approfondis auxquels contribue l'INERIS. ■■■■

Les équipes de l'INERIS sont très impliquées depuis de nombreuses années sur les thématiques du stockage souterrain, que ce soit en phase de conception, de développement, d'exploitation ou de fermeture.

ENJEUX DU STOCKAGE SOUTERRAIN ET PLACE DE L'INERIS

POSITIONNEMENT DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Le développement des énergies renouvelables, du fait de leur caractère souvent intermittent et fluctuant, nécessite le recours au stockage de l'énergie à différentes échelles, allant des batteries aux stockages de masse (en surface ou en souterrain). Le stockage souterrain présente de nombreux avantages et se positionne en complément des autres solutions compensatoires (interconnexions, production flexible et maîtrise de la demande). Les enjeux du stockage souterrain concernent, de façon différenciée, tous les acteurs depuis les producteurs et consommateurs d'électricité jusqu'aux gestionnaires de réseaux. Pour chacun d'entre eux, les choix technologiques différeront en fonction des besoins spécifiques identifiés et des services potentiels fournis par les solutions de stockage. Chaque système de stockage d'énergie présente ses propres avantages, inconvénients et gammes d'utilisation. Il est d'ailleurs important de réfléchir au stockage d'énergie et non seulement d'électricité : le stockage thermique représente ainsi une opportunité à saisir. Le contexte actuel incite à une réflexion des acteurs sur le sujet du stockage, qui doit se baser sur une approche par services plutôt que par technologies. Il s'agit aujourd'hui de saisir les opportunités et d'anticiper les évolutions technologiques, économiques et réglementaires à venir.

De ce fait, le stockage souterrain est une option importante déjà opérationnelle pour les hydrocarbures ou étudiée pour d'autres usages dans plusieurs pays industriels.

Le développement concret du stockage souterrain d'énergie implique que des obstacles de natures diverses soient surmontés :

- ◆ Un cadre réglementaire est à définir pour créer l'environnement propice à un développement maîtrisé. Certaines technologies poseront des problématiques d'ordre sociétal qu'il convient d'investiguer d'une manière anticipée.
- ◆ Un effort de R&D est encore à fournir dans la plupart des familles technologiques pour parvenir à des solutions maîtrisées et économiquement viables.

LOI SUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Elle a été promulguée le 17 août 2015 et publiée au *Journal officiel* du 18 août 2015.

La loi prévoit de multiplier par deux d'ici à 2030 la part de la production d'énergies renouvelables pour diversifier les modes de production d'électricité et renforcer l'indépendance énergétique de la France. Plusieurs articles abordent le stockage d'énergie en lien avec le développement de certaines énergies renouvelables, comme l'article 1^{er} – II – 9° : « Assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins. »

On peut distinguer trois grands types de stockage souterrain d'énergie : énergie potentielle (station de transfert d'énergie



AVANTAGES DU STOCKAGE SOUTERRAIN :

- ◆ Grands volumes → plusieurs centaines de milliers de m³.
- ◆ Grande capacité de confinement → quelques centaines de bar de pression.
- ◆ Potentiel thermique → stockage d'eau de 40 à 120 °C.
- ◆ Meilleure sécurité qu'un stockage en surface → 500 – 1 500 mètres de profondeur.
- ◆ Faible emprise au sol.
- ◆ ...



INCONVÉNIENTS DU STOCKAGE SOUTERRAIN :

- ◆ Perturbation du milieu souterrain → chaleur, pression, interactions géochimiques.
- ◆ Vulnérabilité des ouvrages de liaison avec la surface → puits, descenderies.
- ◆ Difficultés d'accès et d'intervention au fond en cas de problèmes.
- ◆ Risques liés aux pressions plus élevées en sous-sol.
- ◆ ...

par pompage – STEP –, air comprimé), énergie chimique (substances énergétiques type hydrogène ou biogaz) et énergie thermique (chaleur, froid).

À l'heure actuelle, on trouve peu d'exemples de réalisations industrielles opérationnelles de stockage souterrain de l'énergie, en dehors du stockage thermique (plusieurs centaines de sites déjà opérationnels aux Pays-Bas, en Scandinavie, en Allemagne...). Pour les autres types de stockage d'énergie, il existe uniquement quelques sites démonstrateurs ou prototypes, notamment en Europe et aux États-Unis. Toutefois, de nombreux stockages souterrains conventionnels sont opérationnels en France et dans le monde. Une vingtaine de sites existent ainsi en France, sachant que chacun comporte en général plusieurs réservoirs. On entend par réservoir une cavité, un aquifère ou un gisement épuisé.

Le stockage souterrain conventionnel⁽¹⁾ en chiffres :

- ◆ Environ 100 réservoirs en France.
- ◆ Près de 200 réservoirs en Allemagne.
- ◆ Près de 1 000 réservoirs aux États-Unis, notamment au Texas.
- ◆ Environ 400 milliards de m³ de gaz naturel stockés dans le monde, soit 10 % de la production annuelle.

note 1_Essentiellement d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés et de gaz naturel.

De ce fait, le retour d'expérience disponible sur les stockages souterrains conventionnels, en particulier en termes de maîtrise des risques, est un élément important dans la perspective du stockage souterrain de l'énergie. C'est ce qui motive le présent dossier de référence.

POSITIONNEMENT DE L'INERIS

L'Institut a pour mission l'évaluation et la maîtrise des différents types de risques que les activités économiques ou industrielles peuvent faire peser sur les personnes et sur l'environnement. Il intervient aussi dans la réalisation de Plans de prévention des risques technologiques (PPRT) liés au stockage souterrain, en application de la Loi sur les risques naturels et technologiques du 30 juillet 2003. L'Institut apporte son expertise dans l'évaluation d'un

projet de stockage, dès sa conception. L'étude du contexte géologique, la caractérisation des propriétés mécaniques, hydrauliques et géochimiques de la roche-réservoir et des formations de recouvrement, la modélisation du stockage et de son évolution à court, moyen ou long terme, l'identification des enjeux humains et environnementaux et l'évaluation des risques et impacts potentiels du stockage, sont autant de domaines dans lesquels l'INERIS intervient. L'Institut élabore des guides méthodologiques sur les stockages souterrains concernant les études de dangers (EDD), la réduction du risque à la source et les PPRT. Il travaille sur les études d'impacts, incluant également la modélisation des phénomènes dangereux qui y sont associés. L'INERIS a, entre autres, rédigé des guides techniques relatifs à l'abandon des stockages souterrains et a participé à la rédaction de « lignes de conduite » concernant la sécurité des stockages géologiques de dioxyde de carbone (CO₂).



Mise en place d'une expérience de simulation de fuite de CO₂ en profondeur.

Dans ce contexte, l'INERIS combine sa connaissance historique du milieu souterrain et des risques accidentels en l'appliquant aux puits, aux réservoirs et aux installations de surface. L'Institut dispose d'un fort retour d'expérience sur le comportement à long terme et l'impact sur la sécurité et l'environnement d'anciennes exploitations minières ou carrières souterraines. Cette expérience apporte des enseignements précieux sur les risques d'instabilité et de pollution à long terme qui peuvent potentiellement affecter un stockage souterrain après abandon, notamment au niveau des ouvrages d'accès. ■■■■

Les stockages souterrains de gaz naturel ou d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés ont été créés et se développent à travers le monde pour mieux ajuster l'offre à la demande et mieux garantir la sécurité d'approvisionnement.

DIFFÉRENTS TYPES DE STOCKAGE SOUTERRAIN

Il existe trois grands types de stockage souterrain de gaz naturel ou d'hydrocarbures : en gisement de gaz ou de pétrole épuisé (dit déplété), en aquifère et en cavité. En France, il n'existe qu'un seul site de stockage en gisement déplété (non opérationnel aujourd'hui). En revanche, il existe 23 sites de stockage souterrain en aquifères et en cavités (**Figure 1**).

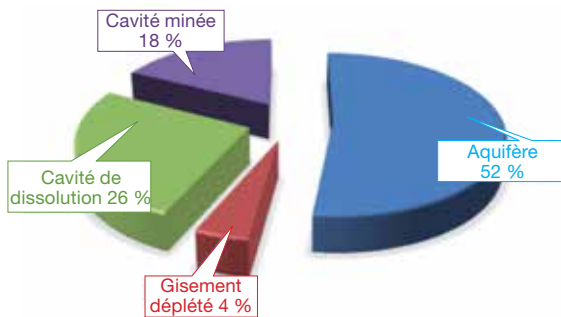


Figure 1
Répartition des sites de stockage souterrain en France, 2016

STOCKAGE EN GISEMENT DÉPLÉTÉ OU ÉPUISÉ

Les gisements d'hydrocarbures sont des stockages souterrains naturels. Protégés par un recouvrement géologique imperméable, les hydrocarbures y ont été piégés au sein d'une roche poreuse et perméable (appelée roche-réservoir). Du fait de leur profondeur et de leur histoire géologique, ces gisements sont sous forte pression, de l'ordre de plusieurs centaines de bar. Une fois leur exploitation terminée, au lieu de les abandonner à faible pression, ils sont parfois reconvertis en stockage de gaz naturel. Le principe du stockage de gaz en gisement déplété a été testé pour la première fois en 1915 au Canada (Welland, Ontario). Actuellement, dans le monde, environ 76 % des stockages de gaz naturel sont de ce type (un peu moins de 500). En France, un seul stockage de ce type a été créé, à Trois-Fontaines-l'Abbaye, dans la

HYDROCARBURES LIQUIDES

Par hydrocarbures liquides ou liquéfiés, sont désignés : le pétrole brut, les condensats (fractions légères comme le pentane et l'octane), les liquides de gaz naturel (éthane, propane et butane ; les deux derniers étant qualifiés de gaz de pétrole liquéfié – GPL –), les liquides de synthèse produits à partir de gaz naturel et charbon, les biocarburants.

Marne. Ce site a une capacité de stockage de 2 milliards de m³ de gaz naturel. Mis en exploitation en 2010, il a été « mis en sommeil » en 2014, pour des raisons économiques.

STOCKAGE EN AQUIFÈRE

Il s'agit de l'équivalent artificiel d'un gisement d'hydrocarbures : le gaz est ici injecté au sein d'un aquifère recouvert d'une roche imperméable interdisant toute migration du gaz vers la surface. Le site est en général sélectionné dans une structure géologique spécifique, susceptible de piéger le gaz stocké et d'éviter qu'il ne migre latéralement. Injecté à une pression supérieure à celle de l'eau qui sature les pores de l'aquifère, le gaz peu miscible (au moins à court terme) va alors repousser cette eau et la remplacer. Les profondeurs techniquement intéressantes pour ce type de stockage varient de quelques centaines de mètres à 2 000 mètres environ. Le volume de gaz utile, c'est-à-dire celui qu'il est possible de soutirer et/ou réinjecter, représente environ la moitié du volume total stocké car une partie du gaz reste immobilisée au sein des pores : elle joue le rôle de « gaz coussin » et permet de maintenir une pression d'exploitation minimale.

Le premier stockage de ce type a été réalisé en 1946 aux États-Unis (Kentucky) : il existe actuellement environ 90 dans le monde, principalement aux États-Unis, en Russie et en France. La France a en effet majoritairement opté pour le passé pour ce type de stockage. Le premier d'entre eux, celui de Beynes (Yvelines), date de 1956 et 13 sont en service actuellement pour un volume utile total voisin de 11 milliards de m³.

STOCKAGE EN CAVITÉ

Les stockages de gaz en gisement déplété ou en aquifère se prêtent bien au stockage intersaisonnier de gros volumes. Toutefois, le soutirage doit être réalisé en continu et n'autorise que peu de flexibilité. Pour des besoins de stockages de courte durée (cycles de quelques jours à quelques semaines), les stockages en cavités sont plus adaptés.

Alors que dans les deux premiers types de stockage souterrain on utilise la porosité naturelle de la roche-réservoir, on va créer ici une cavité au sein d'une roche réputée imperméable, soit à l'aide d'engins mécaniques ou d'explosifs s'il s'agit d'une roche dure (cavité minée), soit par dissolution s'il s'agit d'une roche soluble (cavité saline). Un dernier cas, moins fréquent et actuellement peu utilisé, est l'utilisation d'anciennes cavités creusées pour d'autres usages (extraction de minerai) et réutilisées à des fins de stockage : on parle alors de stockage en cavité abandonnée.

Contrairement aux stockages en gisements déplétés ou en aquifères, qui sont utilisés essentiellement pour le stockage de gaz naturel, ceux pratiqués en cavités conviennent à tout type de fluide : gazeux, liquéfiés ou liquides.

Cavité de dissolution

La technique du stockage en cavité de dissolution (ou cavité saline) consiste à créer par dissolution à l'eau douce (lessivage) une « caverne » souterraine de grande taille dans une roche appartenant à la famille des évaporites, en particulier le sel gemme (NaCl). Les propriétés physiques et chimiques de cette roche – notamment sa porosité négligeable, son imperméabilité, sa grande solubilité à l'eau et ses caractéristiques mécaniques favorables – en font un milieu particulièrement adapté au stockage de produits pétroliers liquides, liquéfiés ou gazeux. Le soutirage pouvant être rapide, ces stockages sont utilisés pour répondre à des pics de demande.

Le premier essai de stockage d'hydrocarbures liquides en cavité saline date de 1940, mais la première cavité saline réellement utilisée ne date que de 1961 pour le gaz (Michigan, États-Unis) et de quelques années plus tard pour le pétrole (Covington, Mississippi, États-Unis). En France, cette technologie a été testée en 1962 à Carresse-Cassaber mais elle ne sera opérationnelle qu'à partir de 1968. Il existe actuellement 6 sites de stockage en cavités

salines. Ces cavités sont utilisées pour y stocker du gaz naturel, des hydrocarbures liquides, des hydrocarbures liquéfiés et certains produits chimiques à destination industrielle (éthylène, propylène). Ces sites comportent au total 78 cavités situées entre 300 et 1 500 mètres de profondeur pour un volume total d'environ 23 millions de m³, permettant de stocker environ 14 millions de m³ d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés et 2 milliards de m³ de gaz naturel. Si le volume d'une cavité de dissolution dépassait rarement quelques centaines de milliers de m³ dans le passé, la tendance actuelle est de réaliser des cavités de très grand volume pouvant dépasser le million de m³.

Cavité minée

Dans ce type de cavité, le confinement des produits est assuré le plus souvent hydrauliquement, c'est-à-dire que la cavité est maintenue en dépression par rapport à la nappe d'eau environnante. Dans le cas où les conditions hydrogéologiques naturelles ne suffisent pas à assurer le confinement, un rideau d'eau, c'est-à-dire une injection d'eau par de petits sondages surplombant la cavité, permet de maintenir une pression d'eau environnante suffisante. La gamme de profondeur de ces cavités est généralement faible. En France, celle-ci va de 80 à 150 mètres.

On trouve actuellement une centaine de stockages en cavités minées dans le monde, principalement pour du GPL ou d'autres produits liquides. Ils sont majoritairement situés aux États-Unis, en Scandinavie, en France, en Corée du Sud, en Chine et au Japon. L'Asie semble développer un fort intérêt pour ce type de stockage en ce qui concerne le GPL, y compris avec des projets de 1 à 3 millions de m³. Il existe actuellement, en France, 4 sites de stockage en cavités minées, comprenant au total 9 cavités de stockage. Celles-ci sont utilisées pour stocker du GPL (propane, butane). La plus ancienne, située à Petit-Couronne (Seine-Maritime), a été mise en service en 1966.

Remarque : *Il existe quelques stockages en mine abandonnée. Cette solution pose souvent des problèmes d'absence d'étanchéité, d'activité bactérienne... Un seul stockage de ce type a été réalisé en France, dans l'ancienne mine de fer de May-sur-Orne près de Caen. Il a été abandonné. Ce type de stockage n'est a priori envisageable que dans le cas particulier des stations de transfert d'énergie par pompepage. ■■■■*

FOCUS SUR...

QUELQUES REPÈRES HISTORIQUES

► Les dates clés de l'histoire des stockages souterrains sont résumées dans le **Tableau 1**. La première réalisation concrète a porté sur la conversion d'un gisement de gaz naturel épuisé en stockage souterrain de gaz : elle a eu lieu dans le comté de Welland (Ontario), au Canada, en 1915. À partir des années 1940, notamment du fait des énormes

besoins en carburant de la Seconde Guerre mondiale, se sont développés les autres types de stockage souterrain, tous initiés aux États-Unis (USA) : en 1940 en cavité saline, en 1942 en gisement de pétrole épuisé, en 1946 en aquifère, en 1950 en cavité minée et en 1963 en cavité abandonnée. L'Europe a suivi une à deux décennies plus tard. ■■■■

Tableau 1.
Historique des premiers cas de stockage souterrain dans le monde

Type de stockage	Dans le monde	En Europe	En France
Gisement déplété	1915 (Ontario, Canada) pour un gisement de gaz 1942 (Californie, USA) pour un gisement de pétrole	1973 (Slovaquie)	2010 (Trois-Fontaines-l'Abbaye, 51)
Aquifère (gaz naturel)	1946 (Kentucky, USA)	1954 (Engelbostel, Allemagne)	1956 (Beynes supérieur, 78)
Cavité saline	1940 (USA) pour des hydrocarbures liquides 1961 (USA) pour du gaz naturel	1967 (Manosque, 04) pour du pétrole brut 1968 (Carresse, 64) pour du propane	
Cavité minée	1950 (Texas, USA) pour du GPL	1966 (Petit-Couronne, 76) pour du GPL	
Cavité abandonnée	1960 (Colorado, USA) pour du gaz	1971 (May-sur-Orne, 14) pour du gazole	

TYPES DE PRODUITS STOCKÉS

Il faut distinguer les produits stockés qui ont vocation à être récupérés pour produire de l'énergie ou de la chaleur de ceux susceptibles de faire l'objet d'un stockage définitif tels que les déchets industriels, bien que pour ces derniers la réversibilité devienne une exigence croissante. Ce dossier porte principalement sur le premier type de produits, en lien

avec l'utilisation du sous-sol dans le cadre de la transition énergétique. Plusieurs types de produits peuvent faire l'objet d'un stockage souterrain (**Tableau 2**) : gazeux (méthane, gaz carbonique, hydrogène, air comprimé...), liquides (hydrocarbures liquides ou liquéfiés, produits chimiques, eau chaude ou froide...) ou solides (déchets ultimes, déchets radioactifs...).

Tableau 2.
Nature des produits potentiellement stockables en milieu souterrain

Type de produit	Nom générique	Composition chimique
Hydrocarbures gazeux	Méthane (l'essentiel du gaz naturel) Éthane	CH ₄ C ₂ H ₆
Hydrocarbures liquéfiés	GPL ⁽²⁾ : Butane Propane	C ₄ H ₁₀ C ₃ H ₈
Hydrocarbures produits par l'industrie chimique/ pétrochimique	Éthylène (gaz liquéfié) Propène ou propylène	C ₂ H ₄ C ₃ H ₆
Hydrocarbures liquides	Pétrole brut, essence, naphtha, gazole...	
Gaz carbonique	Dioxyde de carbone	CO ₂
Hydrogène	Di-hydrogène	H ₂
Air comprimé	Air	79 % N ₂ + 21% O ₂ (air pur)
Chaleur	Eau	H ₂ O
Énergie (STEP)		
Déchets industriels solides	Déchets toxiques, déchets ultimes (par exemple, métaux lourds), déchets amiantés, etc.	As, Sb, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Zn...
Déchets radioactifs	Déchets de haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MA-VL), déchets à faible activité (stockés en souterrain dans certains pays)	

note 2_ Gaz de pétrole liquéfié : mélange de propane et de butane régi par la norme européenne EN-589.

Selon les caractéristiques physiques (pression, température, viscosité) et chimiques (nature, acidité) de ces produits, certains types de stockage souterrain sont plus ou moins adaptés (**Tableau 3**).

Tableau 3.
Adéquation entre types de produit et de stockage souterrain

Produits stockés	Gisement déplété	Aquifère	Cavité de dissolution	Cavité minée	Commentaires
Hydrocarbures gazeux	X	X	X	X	
Gaz carbonique	X	X			Également en veines de charbon et roches basiques/ ultrabasiqes
Hydrogène			X		
Air comprimé			X	X	
Hydrocarbures liquides ou liquéfiés			X	X	Plus rarement en mine abandonnée
Produits chimiques			X	X	
Déchets industriels				X	Fréquemment en mine abandonnée

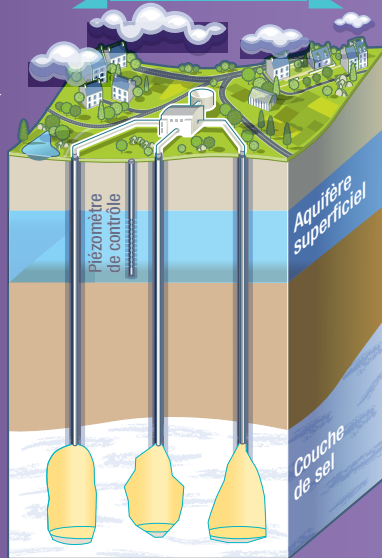
FOCUS SUR...

LES PRINCIPAUX STOCKAGES SOUTERRAINS EN FRANCE

Les types de stockage et les produits stockés, aujourd'hui ou demain :

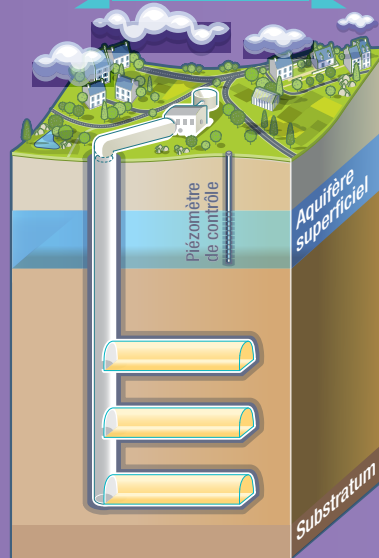
CAVITÉ SALINE

Produits stockés :
gaz naturel,
hydrocarbures
liquides et
liquéfiés,
hydrogène, air
comprimé...



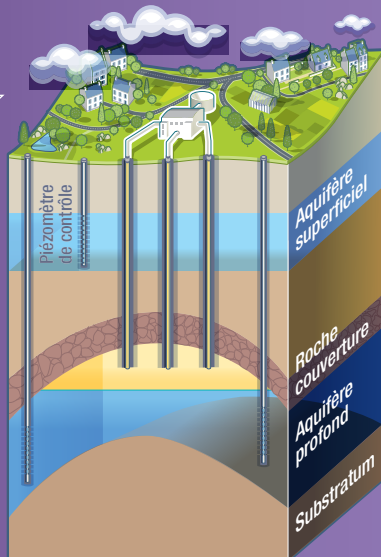
CAVITÉ MINÉE

Produits stockés :
hydrocarbures
liquides et
liquéfiés, eau
(chaleur, STEP),
substances
chimiques, air
comprimé, gaz
naturel.

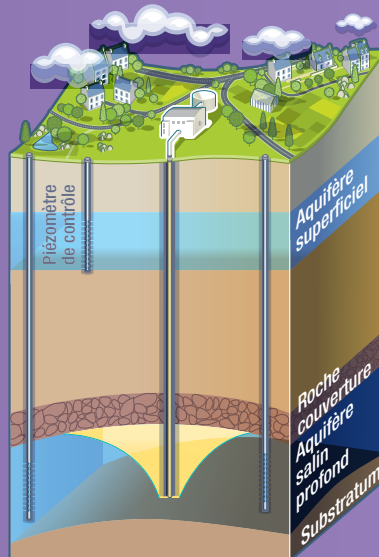


AQUIFÈRE SALIN PROFOND

Produits stockés :
hydrocarbures
gazeux



Produit stocké :
CO₂



Après un panorama très général intégrant l'historique et les principaux types de stockage souterrain et de produits stockables dans le monde et en France, cette partie présente plus spécifiquement les localisations et caractéristiques des réservoirs sur le territoire français.

STOCKAGES EN FRANCE

GAZ NATUREL ET HYDROCARBURES

En ce qui concerne le gaz naturel et les hydrocarbures, les réservoirs construits pour un stockage aérien ou semi-enterré, tels les gazomètres des anciennes usines à gaz ou les réservoirs d'un port pétrolier, ont des volumes unitaires maximaux de l'ordre de 200 000 m³. Cela permet de moduler la consommation locale ou régionale sur quelques jours. À l'exception de Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône), aucun des 133 sites de stockage aériens ou semi-enterrés comptabilisés réglementairement en France ne dépasse le million de m³.

Depuis les chocs pétroliers de 1973 et 1979, la législation française impose la création de stockages stratégiques de produits pétroliers permettant de faire face à 3 mois de consommation. Le volume ainsi nécessaire représentait environ 43 millions de m³ en 2013.

Bien que l'essentiel des produits pétroliers et gaziers stockés en France se trouve dans des dépôts aériens ou semi-enterrés, la voie la plus adaptée pour stocker de grandes quantités d'hydrocarbures sur des périodes de temps plus ou moins longues, en termes de sécurité et d'impact environnemental, est le stockage souterrain. Sous terre, ces produits sont en effet isolés de l'atmosphère par plusieurs centaines de mètres de roche. Cette barrière géologique les protège *a priori* d'un incendie d'origine externe mais également d'un acte de malveillance ou encore d'une chute d'aéronef. À des profondeurs généralement comprises entre quelques centaines et quelques milliers de mètres, le stockage est confiné par le milieu géologique soumis à des fortes contraintes naturelles. Cela permet de stocker un volume très important de fluide sous forte pression pouvant dépasser une centaine de bar. Enfin, le stockage souterrain est très intéressant du fait de sa faible emprise au sol.

Il existe actuellement en France 23 sites de stockage souterrain de gaz naturel ou d'hydrocarbures liquides, liquéfiés ou gazeux. Au total, ceux-ci représentent environ 26 % de

la capacité totale de stockage de gaz et d'hydrocarbures en France. Les volumes stockés pour chaque site dépendent de la nature du produit et du type de stockage (voir *Annexe 1*). Pour le pétrole, le stockage est effectué en cavités de dissolution ; certains sites permettent de stocker jusqu'à une dizaine de millions de m³ (par exemple, stockage de Manosque, dans les Alpes-de-Haute-Provence). Pour le gaz naturel, celui-ci est stocké sous forte pression⁽³⁾ soit dans des cavités de dissolution, soit dans des aquifères. Dans le premier cas, le volume est typiquement de quelques centaines de millions de m³ ; dans le deuxième cas, il peut atteindre plusieurs milliards de m³ (7 milliards de m³, par exemple, à Chémery dans le Loir-et-Cher).

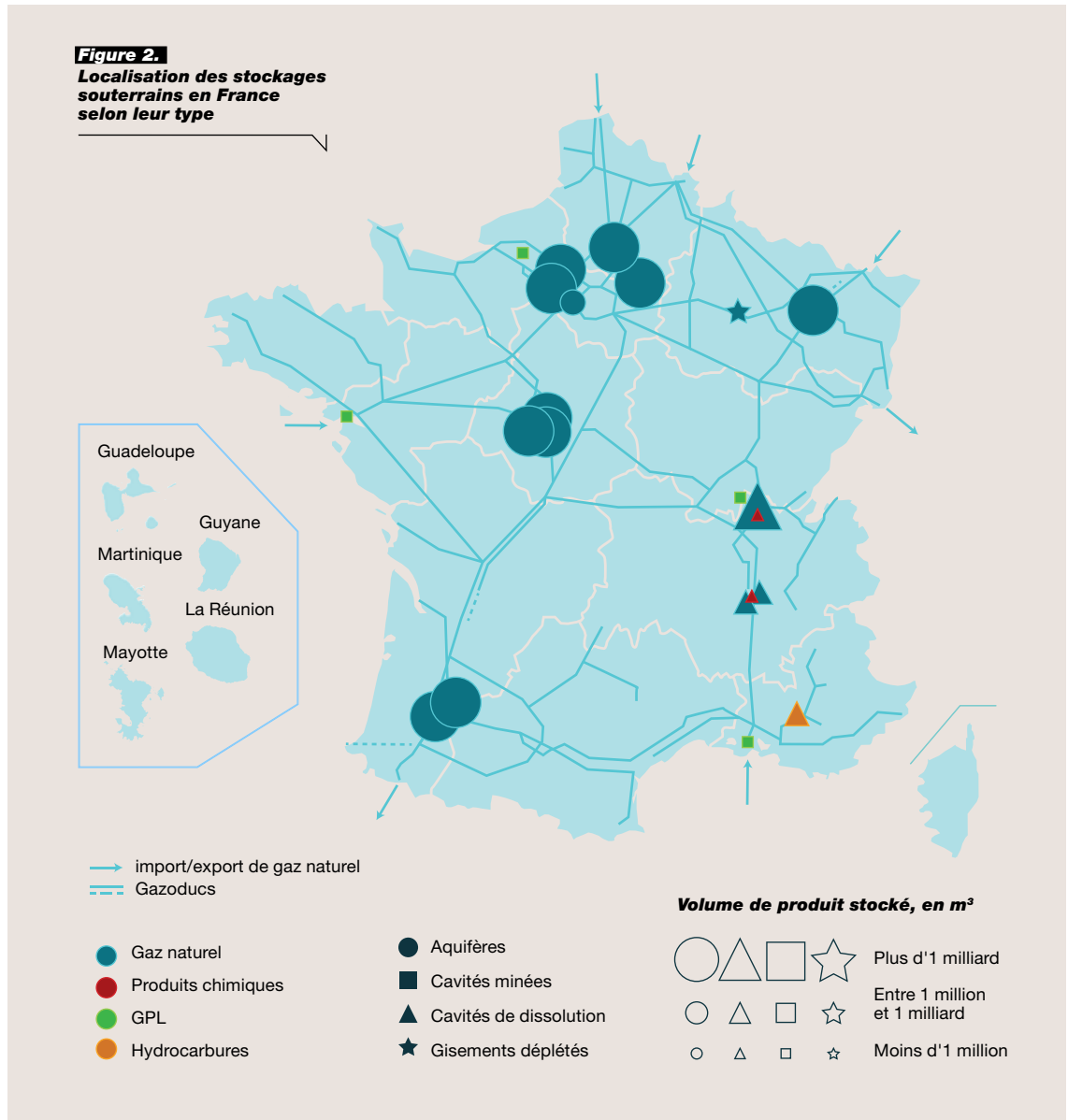
Dans le cas particulier du gaz naturel, les stockages souterrains sont également un maillon logistique essentiel de l'approvisionnement d'un pays non producteur comme la France. En injectant du gaz dans les stockages durant l'été et en le soutirant pendant l'hiver, les fournisseurs peuvent répondre à une consommation fortement dépendante des aléas climatiques : les stockages souterrains de gaz assurent ainsi plus de 50 % de notre consommation hivernale.

Les stockages souterrains de gaz naturel et d'hydrocarbures sont inégalement répartis en France, certaines zones (Auvergne, Bretagne, Languedoc-Roussillon, Nord-Pas-de-Calais...) n'en disposant pas. Leur localisation est dictée par des considérations géologiques (présence de formations salifères, présence d'aquifères adaptés, profondeur...) et des considérations économiques et logistiques (zones d'approvisionnement, zones de forte demande, réseaux de transport, etc.) (*Figure 2*).

AUTRES TYPES DE STOCKAGE

Les autres types de stockage souterrain (gaz carbonique, hydrogène, air comprimé, produits chimiques ou radioactifs) sont actuellement minoritaires, voire pour certains

Figure 2.
Localisation des stockages
souterrains en France
selon leur type



inexistants en France. Un stockage souterrain de déchets ultimes a été implanté à Wittelsheim (Haut-Rhin) au sein d'une ancienne mine de potasse : il est actuellement en cours de déstockage partiel et son devenir est à l'étude. L'INERIS a travaillé pour le compte de l'exploitant sur les différentes options de retrait ou de stockage définitif de ce site. ■■■■

note 3_Dans le cas des gaz, le volume de produit stocké est fonction de la pression et de la température du stockage ; ce volume est mesuré en « Normal m³ » (Nm³), c'est-à-dire en équivalent m³ mesuré en conditions normales de température et de pression. À 180 bar, ordre de grandeur de la pression de fonctionnement d'un stockage de gaz souterrain, on peut donc théoriquement stocker 180 millions de m³ de gaz dans une cavité de seulement 1 million de m³ de volume.

FOCUS SUR...

LE CO₂

La filière du captage et stockage du dioxyde de carbone (CSC) figure parmi le panel de solutions envisagées pour maîtriser la teneur de l'atmosphère en CO₂, principal gaz contribuant à l'effet de serre. L'objectif recherché est de le piéger dans le sous-sol dans des aquifères d'eau salée, dans des veines de charbon, en gisements déplétés ou encore dans des roches basiques ou ultrabasiques.

► Sans préjuger du développement de cette filière, l'INERIS a conduit des travaux de recherche et développement sur les risques liés au transport, captage et stockage du CO₂ (Figure 3). L'Institut a également travaillé sur le seul démonstrateur en France, qui se trouve sur le site de Lacq (gisement

déplété de gaz naturel de Rousse, 64). L'INERIS a fait la tierce expertise du dossier d'arrêt de ce site démonstrateur. Enfin l'Institut a travaillé sur le stockage de CO₂ en aquifères salins profonds et en veines de charbon (plusieurs thèses de doctorat et projets de recherche nationaux ou européens). ►

Le stockage géologique de CO₂, bien que le produit stocké ne soit pas destiné à être récupéré, entre dans le cadre réglementaire des stockages souterrains et non dans celui des déchets industriels. Il est régi par le Code de l'environnement⁽⁴⁾ qui stipule que les formations souterraines aptes au stockage géologique de CO₂ sont assimilées à des gisements miniers. Ainsi, le régime qui encadre leur recherche, leurs essais, leur aménagement et leur exploitation est, pour l'essentiel, calé sur le droit commun du Code minier. Par ailleurs, les stockages de CO₂ font l'objet, depuis 2010⁽⁵⁾⁽⁶⁾, d'une rubrique de la nomenclature des installations classées (rubrique 2970).

note 4 Sections 5 et 6 du chapitre IX du titre II du livre II du Code de l'environnement.

note 5 Ordonnance n° 2010-1232 du 21 octobre 2010 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne en matière d'environnement.

note 6 Décret n° 2011-1411 du 31 octobre 2011 relatif au stockage géologique de dioxyde de carbone afin de lutter contre le réchauffement climatique. ■■■■

LE STOCKAGE SOUTERRAIN DES DÉCHETS RADIOACTIFS EN FRANCE

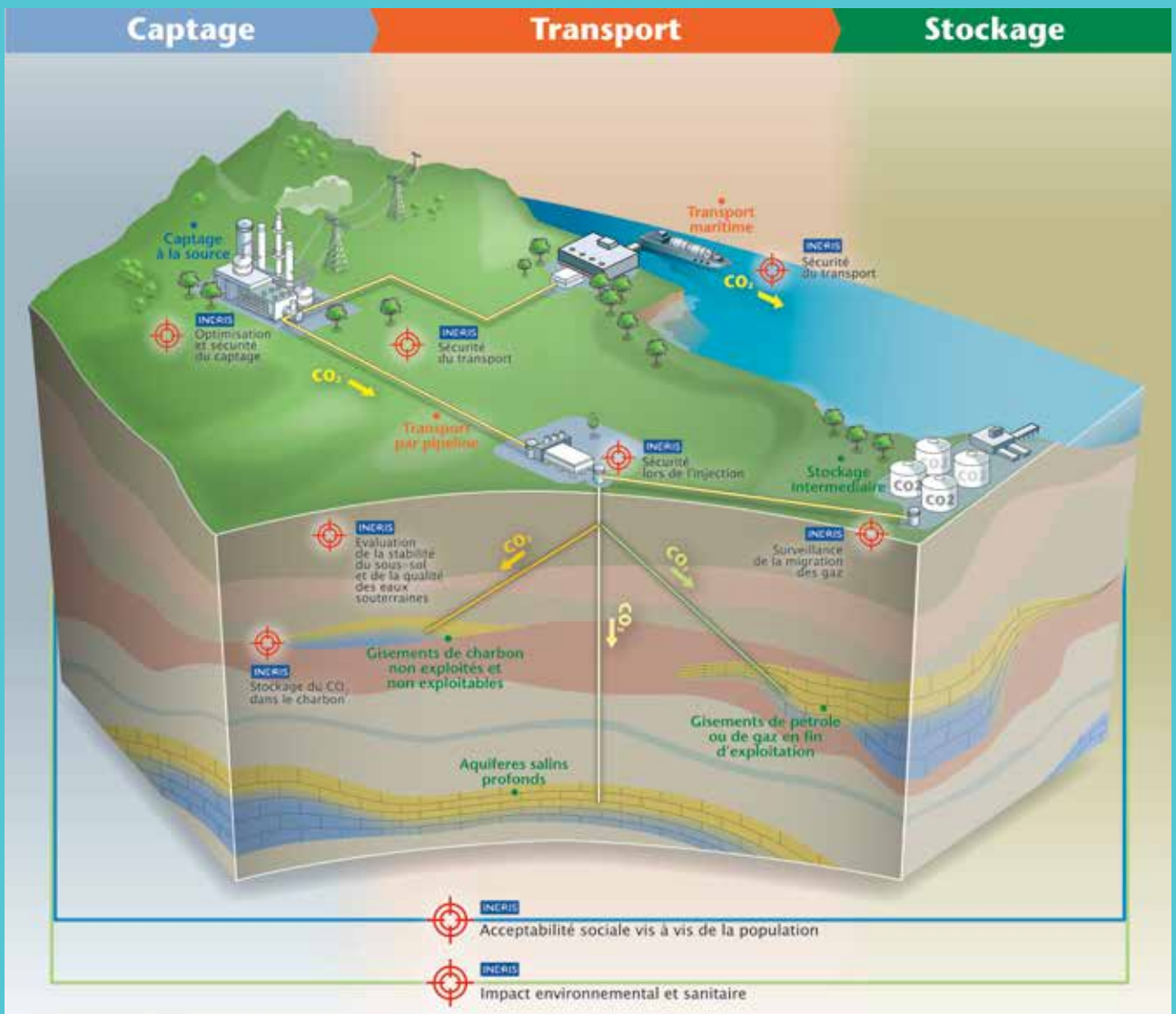
En France, suite à la loi dite Bataille de 1991, le stockage géologique profond est étudié en tant que solution de référence pour la gestion des déchets radioactifs de haute activité et de moyenne activité à vie longue. Les études sont menées par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) qui exploite un laboratoire de recherche souterrain en Meuse/Haute-Marne. Sous réserve de certaines dispositions, la loi du 28 juin 2006 prévoit la mise en service du centre de stockage Cigéo en

2025. L'INERIS participe à quelques travaux de recherche d'intérêt général sur le comportement à long terme des terrains et des ouvrages souterrains, notamment par le biais de la modélisation et de l'instrumentation (accord de partenariat scientifique INERIS-Andra). Pour l'INERIS, ces travaux de recherche présentent un intérêt pour l'étude des problèmes posés par la fermeture et la post-fermeture des mines, des carrières et d'autres stockages souterrains. ■■■■

FOCUS SUR...

LE CO₂

La recherche sur les risques liés à la filière de captage et stockage du CO₂



En France, le stockage souterrain est régi par plusieurs codes : environnement (livre V, titre IV pour le stockage de déchets industriels et livre V titre IX pour le stockage de déchets radioactifs), ou à la fois minier et environnement (pour les autres stockages). Une loi récente soumet l'exploitation des stockages de gaz et hydrocarbures au Code de l'environnement, le site de stockage continuant à rester une concession au sens minier. Enfin, il n'existe pas aujourd'hui de réglementation spécifique au stockage souterrain d'énergie.

CADRE LÉGISLATIF

Le régime légal d'un stockage souterrain diffère selon la nature du produit stocké. Il convient, à cet égard, de distinguer ici les stockages de gaz naturel, d'hydrocarbures liquides, liquéfiés ou gazeux ou de produits chimiques à destination industrielle, ci-après dénommés « stockages de gaz et hydrocarbures », les stockages d'énergie thermique, ou encore, les stockages d'énergie sous forme d'air comprimé ou d'hydrogène.

Les **stockages de gaz et hydrocarbures** ont été intégrés au Code minier en 2003⁽⁷⁾ et sont, depuis 2011, régis par le livre II du Code minier. À ce titre, les cavités ou formations géologiques destinées au stockage souterrain sont considérées comme des gisements miniers. Ainsi, le droit de rechercher une formation apte au stockage ou d'exploiter un stockage souterrain nécessite l'obtention d'un titre minier : permis exclusif de recherches dans le premier cas ou titre d'exploitation (concession) dans le second cas.

Un titre de stockage souterrain ne confère pas à son titulaire le droit de réaliser des travaux. Selon leur nature, ces travaux doivent faire l'objet d'une déclaration ou, le plus souvent, d'une autorisation préfectorale. Les procédures de déclaration ou d'autorisation étaient, jusqu'à récemment, définies par le Code minier.

Depuis le 1^{er} juin 2015, les stockages souterrains de gaz et hydrocarbures sont explicitement inclus dans la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). Par conséquent, pour les travaux qui précèdent la mise en exploitation (reconnaissance géophysique, forages de recherche, créations de

cavités, etc.), les procédures applicables restent celles du Code minier (voir **Figure 3**). En revanche, les travaux d'exploitation (y compris d'arrêt définitif) sont désormais régis par le Code de l'environnement⁽⁸⁾. En ce qui concerne les travaux de forage et d'exploitation des puits, les exploitants de stockages souterrains sont soumis, en pratique, aux prescriptions du titre « Forages » du Règlement général des industries extractives (RGIE). En effet, bien que ce texte ne soit pas réglementairement applicable aux stockages souterrains, ses prescriptions sont généralement reprises dans les arrêtés préfectoraux d'autorisation de travaux. En ce qui concerne l'arrêt définitif des travaux (procédure d'abandon), les spécificités des stockages souterrains appellent certaines précautions et recommandations lors de l'arrêt des travaux. L'INERIS a publié deux rapports sur ce sujet, l'un sur la problématique générale de l'abandon des stockages souterrains, l'autre sur l'abandon des stockages en cavités salines.

+ D'INFO

INERIS, 2010 : Synthèse de l'état des connaissances et des pratiques en matière d'abandon des stockages souterrains.

INERIS, 2011 : L'abandon des cavités de stockage lessivées dans le sel : stratégies envisagées pour la fermeture des cavités et la maîtrise des aléas à long terme.

note 7. Loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.

note 8. Loi n° 2015-1567 du 2 décembre 2015 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine de la prévention des risques (article 10).

Il convient également de relever que les stockages souterrains de gaz et d'hydrocarbures sont soumis aux dispositions de la directive Seveso III. Ainsi, l'opérateur a pour obligation de mettre en œuvre une politique de prévention des accidents majeurs (PPAM), un système de gestion de la sécurité (SGS), d'élaborer et mettre à jour tous les 5 ans une étude de dangers (EDD) et d'établir des plans d'urgence (POI/PPI). Les stockages souterrains de gaz et d'hydrocarbures sont également concernés par l'élaboration de Plans de prévention des risques technologiques (PPRT). Les règles méthodologiques applicables à l'élaboration des études de danger, à l'appréciation de la démarche de maîtrise des risques et aux PPRT dans le contexte spécifique des stockages souterrains ont été précisées dans une circulaire⁽⁹⁾. L'INERIS a participé activement à l'élaboration de cette circulaire et l'a complétée par un guide d'élaboration des EDD dans le contexte des stockages souterrains.

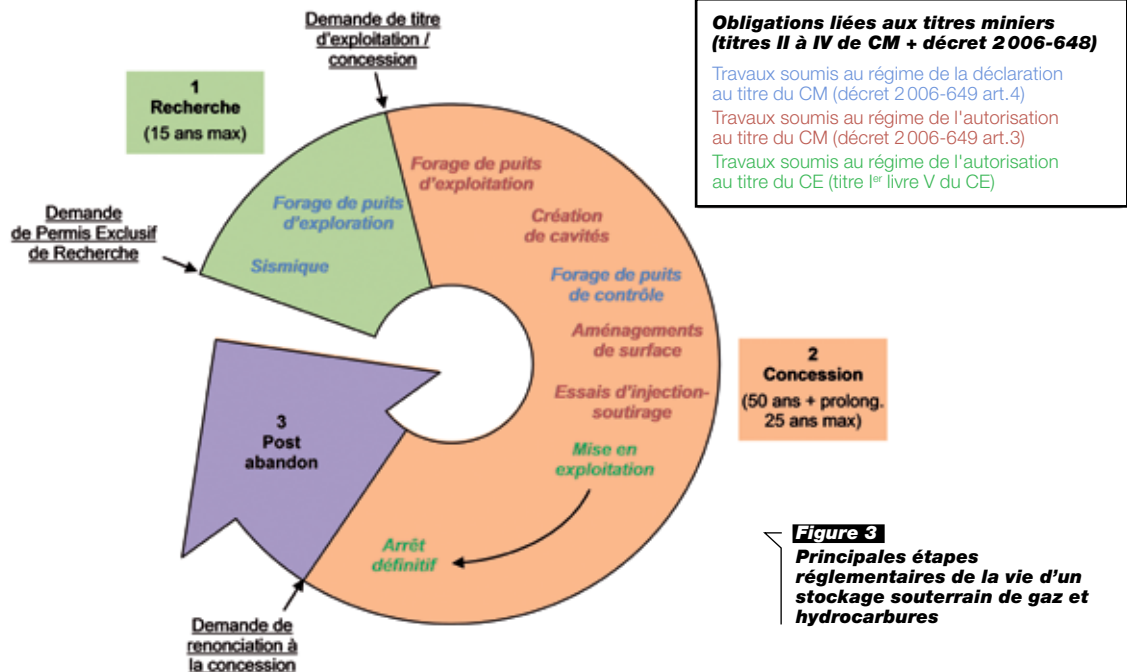
+ D'INFO

INERIS, 2013 : Règles méthodologiques applicables aux études de dangers des stockages souterrains.

Les stockages souterrains d'énergie thermique sont régis par différentes dispositions du Code minier.

Enfin, concernant les stockages souterrains d'énergie sous forme d'air comprimé ou d'hydrogène, la France ne dispose pas actuellement de cadre réglementaire spécifique à ces installations. On peut toutefois imaginer que les activités de recherche, de création, d'essais, d'aménagement ou d'exploitation de cavités ou de formations souterraines aptes au stockage de ces substances seraient soumises au droit commun du Code minier. Il est également probable que les stockages souterrains d'énergie sous forme d'hydrogène seraient intégrés à la nomenclature ICPE, ce qui les soumettrait, en phase d'exploitation, aux mêmes exigences que celles des stockages de gaz et d'hydrocarbures. Notons enfin que les stockages d'énergie par air comprimé seraient soumis, pour les installations de surface, à la réglementation relative aux équipements sous pression. ■■■■

note 9_Circulaire du 10 mai 2010.



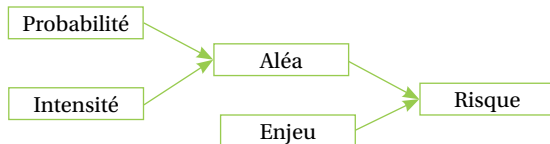
Les principaux risques sont liés aux fuites en milieu souterrain et aux installations de surface, qui peuvent induire des risques accidentels ou des impacts environnementaux. Les phénomènes les plus redoutés, outre l'explosion et l'incendie, sont la pollution de la ressource en eau et l'impact sur l'effet de serre. Des outils existent pour évaluer et maîtriser ces risques.

MÉTHODES ET OUTILS

Le risque étant défini comme la combinaison de l'aléa et des enjeux, son évaluation porte, d'une part, sur la caractérisation des aléas et, d'autre part, sur l'appréciation des enjeux du territoire et l'évaluation de leur vulnérabilité aux différents effets potentiels (thermique, surpression, mouvements de terrain).

La caractérisation de l'aléa prend en compte les notions de probabilité et d'intensité des phénomènes dangereux. L'analyse des aléas étudiés porte sur les éléments suivants :

- ◆ le réservoir souterrain ;
- ◆ les puits d'exploitation (actuels ou en projet) ;
- ◆ les puits de contrôle ;
- ◆ les collectes ou canalisations reliant chaque puits à la station centrale ;
- ◆ la station centrale en surface.



L'analyse des enjeux doit permettre, une fois croisée avec la carte des aléas, d'identifier les investigations complémentaires à effectuer (vulnérabilité, estimations foncières). Outre la production de documents de référence, l'INERIS utilise ou développe des outils et méthodes d'évaluation et de maîtrise des risques liés au sol et sous-sol, de l'échelle du laboratoire à celle du site réel. Il se positionne notamment sur les 3 points suivants : 1) la conception et l'installation des dispositifs de surveillance appropriés (émissions de gaz en surface ou dans le sous-sol, qualité des eaux, surveillance microsismique, mouvements de terrain...) (Figure 4) ; 2) la définition, la mise en place et l'évaluation des mesures de maîtrise du risque (barrières de sécurité) adaptées à la prévention ou à la mitigation des scénarii d'accidents identifiés dans l'analyse de risques (Figure 5) ; et 3) la modélisation des phénomènes dangereux (Figure 6).



DOMAINE D'EXPERTISE

L'INERIS intervient sur plusieurs types de stockage : gaz naturel et hydrocarbures, CO₂, chaleur, déchets... Par ailleurs, l'Institut travaille sur la problématique des puits et forages (étanchéité, fermeture...) qui constituent un élément majeur de la sécurité d'un stockage souterrain. Enfin, l'INERIS a une forte compétence dans le domaine de la sécurité des installations de surface (sites SEVESO, ICPE...) ainsi que dans le domaine de l'impact environnemental.

Figure 5
Coupe schématique d'un site d'expérimentation de fuite gazeuse en sous-sol

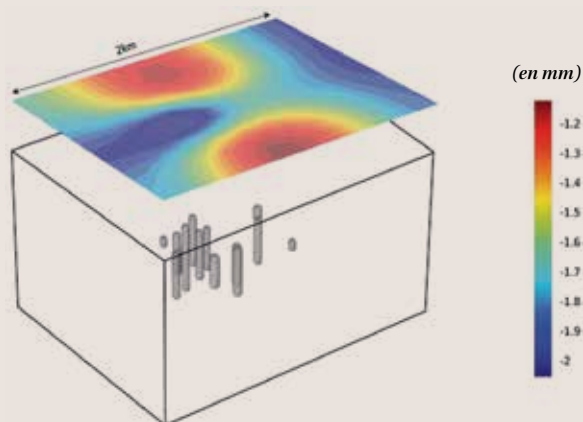
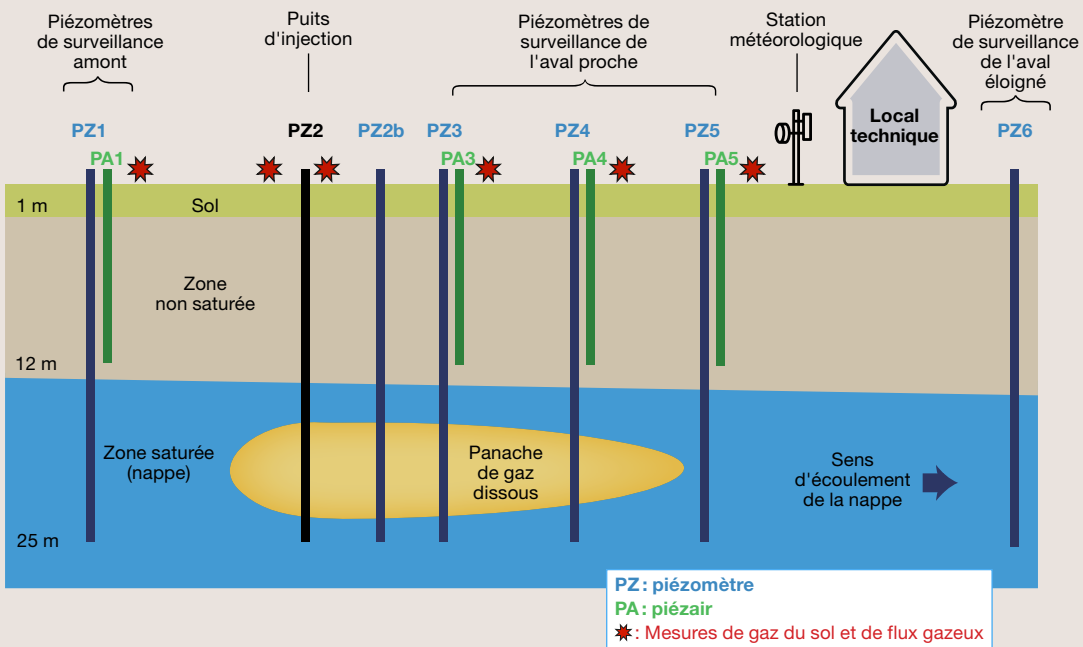


Figure 6
Modélisation 3D de l'affaissement en surface à l'aplomb de cavités

La société civile est un acteur majeur de la transition énergétique. C'est en effet une transition non seulement technique mais aussi comportementale. En France, le Conseil national de la transition écologique illustre le renforcement du dialogue environnemental pour une innovation sociale et sociétale. C'est en particulier vrai pour le développement concret du stockage souterrain de l'énergie.

Nos sociétés sont actuellement confrontées à une série d'enjeux (économiques, environnementaux, sociaux...) dont la résolution dépend de la transition énergétique : celle-ci se concrétisera à travers davantage de sobriété et d'efficacité énergétique, mais également par le développement important des énergies renouvelables. Toutefois l'électricité renouvelable (hydraulique, éolienne, solaire...) présente l'inconvénient d'être intermittente. C'est une difficulté à laquelle les gestionnaires de réseaux électriques et les chercheurs doivent faire face dans le cadre de la transition énergétique. Pour autant, le succès de la transition énergétique ne repose pas uniquement sur des facteurs technologiques : ces derniers doivent être combinés avec des changements de comportements et de modes de gouvernance.

RÔLE ACCRU DES ACTEURS SUR LES TERRITOIRES

La nouvelle organisation territoriale donne aux collectivités un rôle décisionnel et organisationnel accru. Aussi les approches territorialisées de l'énergie sont encouragées, par exemple dans le plan d'action 2016 de l'Agence nationale de la recherche : il s'agit « d'examiner la redéfinition de l'interface technologique, institutionnel entre mailles locales et nationales dans la fabrique de "territoires durables"... et de construire des outils de prospective technico-économique locale reliés aux scénarios nationaux de transition ». Le déploiement de ces projets sur le territoire exige une conviction partagée entre toutes les parties prenantes (élus, citoyens, acteurs économiques...) : ces énergies, plus variées et décentralisées, doivent non seulement contribuer à la lutte contre le changement climatique mais aussi représenter des sources d'activités et de revenus plus locales et significatives pour le territoire. L'appropriation de l'énergie par les citoyens répond à une véritable attente sociétale. Les coopératives de production d'énergie « nouvelle » qui commencent à se développer en France ont pour ambition de permettre aux habitants

d'investir dans les énergies renouvelables, de produire leur propre énergie et de participer à un projet local ayant des retombées économiques pour le territoire.

MISE EN CAPACITÉ D'AGIR EN TANT QUE CONSOMMATEUR

Avant même de penser à stocker les énergies intermittentes, il y a aussi d'autres stratégies à mettre en œuvre. Ce sont d'ailleurs les mêmes que celles qui permettent de lutter contre la précarité énergétique. Il s'agit d'adapter notre consommation à la disponibilité de l'électricité renouvelable sur le réseau. C'est le concept de réseau intelligent (*smart-grid* en anglais), ou de pilotage de la demande : certains appareils s'arrêtent pour « effacer » les pics de consommation, quand d'autres se mettent en marche ou se rechargent pendant les pointes de production. Consommer moins ne réduit pas l'intermittence, mais facilite grandement la résolution du problème au moindre coût. En parallèle du déploiement de nouvelles technologies par les industriels, notre capacité à faire évoluer nos comportements de consommation et nos styles de vie sont des conditions nécessaires à la transition énergétique. ■■■■

PARTICIPATION ET EXPRESSION

Le ministère en charge de l'Environnement a mis à disposition dès 2015 un espace participatif dont l'objectif est de mobiliser la société française sur la transition énergétique pour la croissance verte. Il permet de recueillir et de faire connaître partout en France les initiatives et les idées en faveur de la transition énergétique.

+ D'INFO

<http://www.votreenergiepourlafrance.fr/>

Le stockage d'énergie constitue un levier technique incontournable pour intégrer les moyens de production intermittents au sein d'un mix énergétique décarboné. De nombreuses innovations et des ruptures technologiques sont attendues dans ce secteur en devenir, y compris pour le stockage souterrain. L'INERIS accompagne ces innovations en lien avec la transition énergétique et l'économie circulaire.

DIFFÉRENTES FILIÈRES DE STOCKAGE SOUTERRAIN D'ÉNERGIE

En considérant l'objectif de porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation d'énergie et en se basant sur une prévision moyenne de la consommation énergétique française en 2020 de 145 Mtep⁽¹⁰⁾, la part annuelle d'énergies renouvelables peut être estimée à 33,3 Mtep soit 390 TWh.

1 tep (tonne équivalent pétrole) \approx 42 milliards de Joule
1 TWh (Terawatt-heure) \approx 3,6.10¹⁵ Joule

Pour positionner le stockage souterrain d'énergies renouvelables intermittentes dans ce contexte, les différentes options envisagées sont ici examinées. Il s'agit essentiellement du stockage sous forme chimique (hydrogène, éventuellement biométhane), mécanique (air comprimé), hydraulique (station de transfert d'énergie par pompage ou STEP) et thermique (chaleur, froid).

Pour plus de renseignements, le lecteur peut se référer aux documents plus détaillés de l'INERIS (voir page 33).

note 10_Moyenne entre le scénario haut et le scénario bas de la Programmation pluriannuelle de l'énergie soumise à consultations le 1/07/2016.

STOCKAGE SOUTERRAIN D'HYDROGÈNE

Principe et contexte

L'hydrogène est un gaz incolore, inodore, non toxique, à fort pouvoir calorifique mais très inflammable. Il s'agit ici d'en stocker de grandes quantités en réservoirs souterrains. Aucun stockage de ce type n'a encore été réalisé pour le besoin spécifique du stockage de l'énergie, mais des stockages souterrains d'hydrogène existent déjà dans le monde.

Ils sont opérationnels d'une manière industrielle depuis 30 ans pour stocker l'hydrogène utilisé par les industries chimiques et pétrochimiques. Quatre stockages de ce type existent actuellement, trois aux États Unis (Clemens Dome, Moss Bluff, Spindletop) et un au Royaume-Uni (Teesside). Par ailleurs, on peut ajouter aujourd'hui au gaz naturel une faible quantité d'hydrogène (de l'ordre de 10 %). Ce procédé ne sera cependant pas traité ici.

De nombreux projets de recherche et développement sont en cours sur le stockage souterrain d'hydrogène dans le contexte des énergies renouvelables. Ils sont motivés par la possibilité de stocker sous forte pression un grand volume d'hydrogène, offrant ainsi une puissance énergétique considérable. Cependant, l'hydrogène ayant une molécule très petite, mobile et légère (masse volumique de 0,09 kg/m³ soit 15 fois moins que l'air), son confinement est difficile et son stockage souterrain exige le recours à un milieu géologique adapté ainsi qu'une parfaite maîtrise de l'étanchéité.

Procédé

La technique utilisée pour le stockage souterrain d'hydrogène est similaire à celle du stockage de gaz naturel (*Figure 7*). C'est l'option de stockage en cavité saline qui est actuellement retenue du fait des critères suivants :

- ◆ la perméabilité pratiquement nulle du sel qui permet d'assurer un confinement étanche du stockage ;
- ◆ la possibilité de réaliser par dissolution du sel de grandes cavités pouvant atteindre aujourd'hui plus d'un million de m³ de volume ;
- ◆ l'intérêt du stockage en cavité par rapport au milieu poreux, ce dernier pouvant être affecté par l'interaction entre l'hydrogène, l'eau et les roches et/ou les micro-organismes présents dans le réservoir.

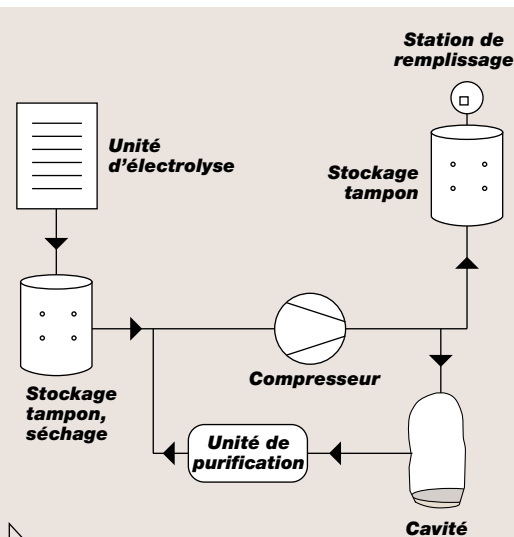


Figure 7
Schéma simplifié des installations d'un stockage souterrain d'hydrogène

Intérêt énergétique

Pour mettre en évidence la forte capacité énergétique potentiellement offerte par le stockage de l'hydrogène, considérons le cas d'une cavité souterraine de 500 000 m³ de volume avec une pression de 200 bar (valeurs habituelles pour des cavités profondes de stockage dans le sel). La densité énergétique de l'hydrogène étant de 3 kWh/Nm³, cela représente 150 GWh par cavité et par cycle d'injection-soutirage, pour un rendement de 50 %. En prenant, par exemple, la production énergétique d'un champ d'éoliennes de 25 MW (soit environ 10 éoliennes), fonctionnant 24 heures sur 24, une telle cavité permettrait de stocker 250 jours de production par cycle.

Mais le stockage souterrain de l'hydrogène trouverait son principal intérêt à l'échelle régionale ou nationale, ce qui soulève par ailleurs de forts enjeux de transport et de distribution d'énergie.

Sur la base d'un à deux cycles d'injection-soutirage par mois, le stockage d'énergie sous forme d'hydrogène nécessiterait la réalisation de 100 à 200 cavités de ce type en France. Ce nombre est à comparer aux 78 cavités actuellement existantes pour le stockage de gaz naturel et d'hydrocarbures. Il peut être encore réduit d'un facteur 2 puisqu'il est aujourd'hui possible de réaliser des cavités de dissolution de très grand volume (un million de m³).

STOCKAGE SOUTERRAIN D'AIR COMPRIMÉ

Principe et contexte

Le stockage souterrain d'air comprimé (CAES : *Compressed Air Energy Storage*) est une technologie qui consiste à utiliser l'électricité excédentaire produite en heures creuses pour comprimer de l'air à pression élevée et le stocker dans un réservoir (Figure 8). L'air est ensuite libéré (détendu) lorsque la demande en électricité est forte (ou son prix élevé). L'énergie produite par ce procédé est donc proportionnelle à la fois à la pression et au volume de stockage.

Il existe des stockages d'air comprimé en surface mais soit d'un volume faible et d'une pression élevée (de l'ordre de 2 000 Nm³ sous 200 bar), soit d'un volume plus élevé mais d'une pression plus faible. L'intérêt du stockage souterrain est de pouvoir stocker de grands volumes d'air comprimé (jusqu'à plusieurs centaines de millions de Nm³) sous forte pression (200 bar et plus).

Les puissances installées vont ainsi de quelques mégawatts (micro-CAES) jusqu'à plusieurs centaines de mégawatts. Le stockage peut être réalisé principalement en cavités de dissolution ou en cavités minées.

Aujourd'hui, deux sites de stockage souterrain d'air comprimé sont opérationnels à travers le monde : Huntorf en Allemagne (290 MW), en fonctionnement depuis 1979, et McIntosh aux États-Unis (110 MW), en fonctionnement depuis 1991.

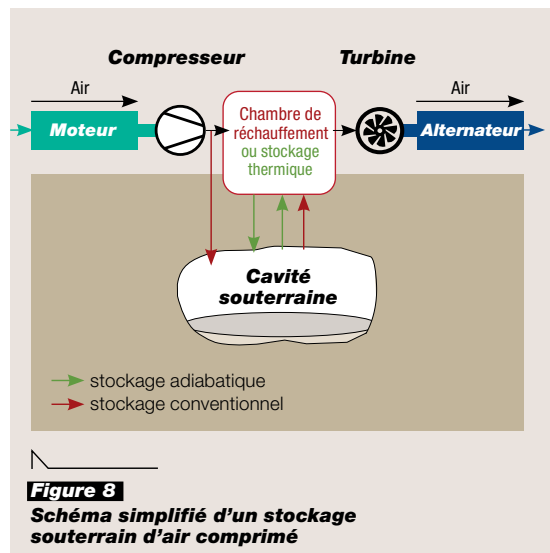
Procédés

La solution mise en œuvre jusqu'à présent est le CAES dit conventionnel qui consiste à comprimer de l'air à quelques dizaines de bar, sans récupération de la chaleur produite par la compression. On doit ensuite réchauffer cet air avant de le détendre sans quoi sa température serait beaucoup trop basse et pourrait induire un endommagement de la turbine. De ce fait, le rendement global du système est faible (de 40 à 50 %) et ce procédé est émetteur de CO₂.

Il existe une autre technologie appelée « CAES isochore adiabatique », désigné sous le sigle AA-CAES (*Advanced Adiabatic-CAES*) qui reprend le principe de base du CAES conventionnel en limitant les pertes thermiques et en s'affranchissant du besoin d'alimentation en énergies fossiles (par un stockage conjoint de la chaleur induite par la compression). Son rendement théorique est ainsi estimé à plus de 70 %. En Europe, les projets de AA-CAES

en sont au stade de la recherche et du développement. Un site est toutefois en construction en Allemagne et devrait être opérationnel vers 2018.

Le principal défi du stockage souterrain de l'air comprimé est d'améliorer son rendement en stockant également la chaleur produite par la compression de l'air. Or, des températures très élevées, pouvant atteindre 600 °C, sont générées par la compression de l'air. Ces températures sont difficilement admissibles par la plupart des roches et géomatériaux qui se fissurent lorsqu'ils sont soumis à des variations de température trop importantes. Notons par ailleurs que le point de fusion du sel étant de 800 °C, des cavités salines ne peuvent donc pas être utilisées pour le stockage de chaleur du fait du fluage significatif du sel sous l'effet de la température. On s'oriente ainsi vers une solution de stockage de chaleur en surface en utilisant des matériaux adaptés, ce qui pose alors le problème de leur coût et de leur performance technique.



Intérêt énergétique

Pour se faire une idée de la capacité énergétique offerte par le stockage de l'air comprimé, considérons le cas d'un stockage souterrain à une pression de 100 bar, ce qui nécessite une profondeur de plus de 500 mètres. La densité énergétique de l'air comprimé à 100 bar est de 2,78 kWh/m³ pour un cycle d'injection-soutirage.

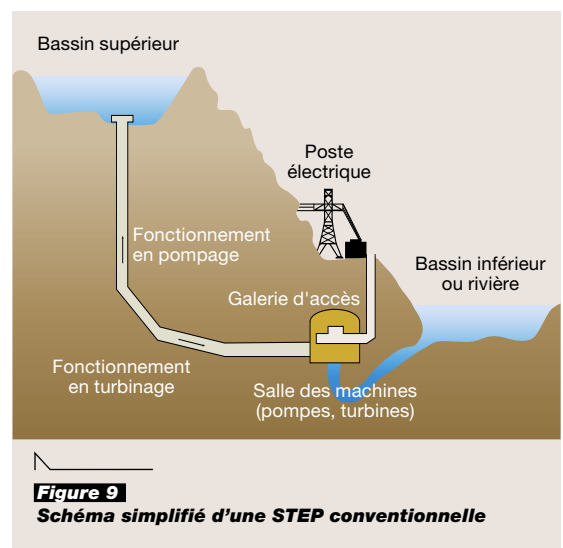
En prenant une centaine de cavités de 100 000 m³ de volume unitaire à raison d'un cycle par jour (cavité minée), la capacité énergétique de stockage peut être estimée à environ 5 TWh par an, soit environ 1,5 % de la part d'énergies renouvelables à l'horizon 2020.

Ce chiffre indique que le stockage souterrain de l'air comprimé ne peut pas être une solution de stockage massif de l'énergie à l'échelle nationale. Son principal intérêt est à l'échelle locale. Par exemple, le volume de cavité souterraine nécessaire pour le stockage d'une journée complète de production énergétique d'un champ d'éoliennes de 25 MW (soit environ 10 éoliennes actuellement), est de l'ordre de 70 000 m³ (soit un cube de 40 mètres de côté).

STATION DE TRANSFERT D'ÉNERGIE PAR POMPAGE (STEP)

Principe et contexte

Une station de transfert d'énergie par pompage (STEP) est constituée de deux réservoirs d'eau situés à des altitudes différentes (Figure 9). Lors des périodes de surproduction d'électricité ou de tarif bas (nuit), l'eau du réservoir inférieur est pompée vers le réservoir supérieur. En cas de besoin de production d'électricité ou en période de tarif haut (jour), on procède à la vidange de tout ou partie du réservoir supérieur. L'écoulement gravitaire de l'eau à travers une turbine permet alors de produire l'électricité. L'énergie produite



par ce procédé est donc proportionnelle à la fois à l'écart d'altitude des deux bassins et au volume d'eau stockée.

Les STEP conventionnelles, réalisées exclusivement en surface, représentent actuellement près de 99 % des stockages d'énergie installés dans le monde. Il existe ainsi près de 400 STEP pour une puissance totale d'environ 125 GW. À l'horizon 2050, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit une multiplication de leur capacité mondiale par 3 à 5.

Les STEP conventionnelles constituent donc une technologie de stockage de l'énergie déjà opérationnelle et maîtrisée mais requérant des conditions de site très spécifiques. En France, 6 STEP d'une puissance totale de 5 GW sont en fonctionnement avec un potentiel de production de 6 à 7 TWh par an, soit environ 1 % de la production totale d'électricité. D'autres perspectives d'installation de STEP émergent grâce à des concepts nouveaux, capables de s'affranchir de la contrainte de site : ainsi, l'utilisation de cavités souterraines en tant que réservoir de stockage peut constituer un développement intéressant.

Procédés

Les STEP requièrent une topographie particulière afin d'obtenir un écart d'altitude suffisant entre les deux bassins : les sites envisageables pour l'installation de nouvelles STEP sont donc rares.

Afin de pallier l'absence de tels sites et de limiter les impacts sur le paysage, une autre solution consiste à réaliser un réservoir ou les deux en souterrain : il s'agit alors du concept de STEP semi-souterraine ou souterraine (*Figure 10*). De nombreux projets de ce type ont été étudiés de par le monde mais le surcoût lié au creusement du réservoir souterrain n'a pas encore permis de les concrétiser.

L'exploitation des mines et carrières ayant laissé des vides qui peuvent être de grandes dimensions, leur usage comme réservoir constitutif de STEP est une perspective intéressante, à condition que ces vides soient encore accessibles.

Un certain nombre de projets sont ainsi en cours d'étude de faisabilité dans le monde, en particulier en Allemagne et aux États-Unis.

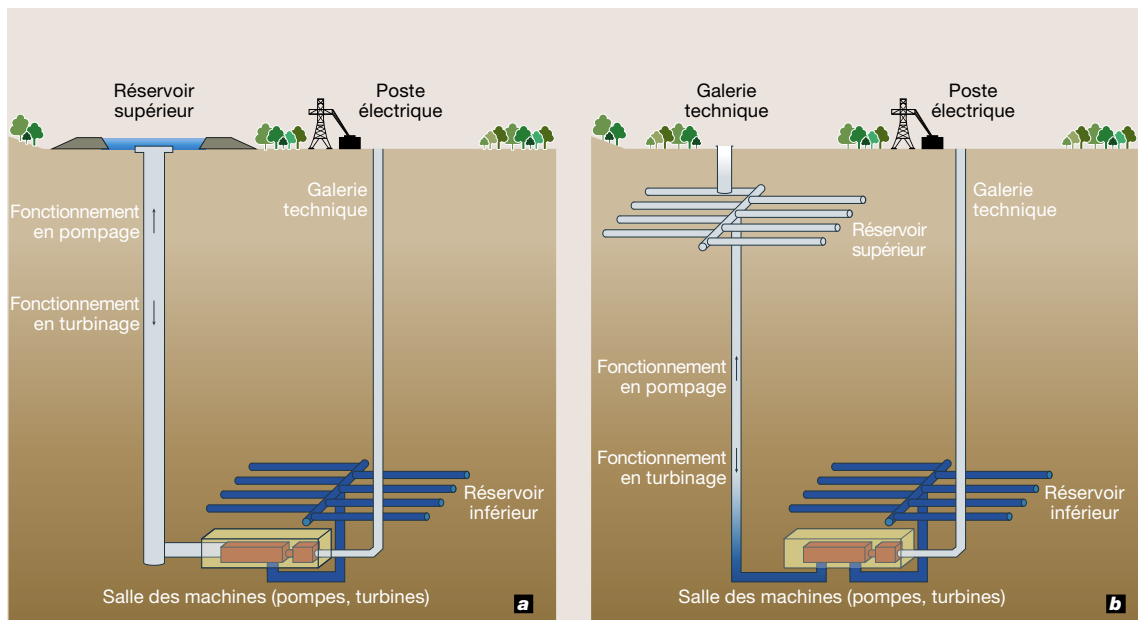


Figure 10
Schéma simplifié de l'utilisation d'anciennes mines souterraines comme STEP semi-souterraine  et souterraine 

Intérêt énergétique

Il n'existe pas à l'heure actuelle de STEP souterraine ou semi-souterraine. Cependant, la France dispose de nombreuses fosses à ciel ouvert et cavités souterraines d'origine anthropique. Leur conversion à des fins de stockage de l'énergie est possible mais probablement dans une perspective de micro-STEP (de l'ordre du MW), c'est-à-dire associée à une production locale d'énergie. Ainsi, une carrière à ciel ouvert en fin d'activité à Berrien (Finistère) est en train d'être convertie en micro-STEP. Le dénivelé y est relativement faible (40 mètres) et permettra d'obtenir une puissance limitée de 1,5 MW, ce qui représente tout de même la consommation électrique (hors chauffage et eau chaude) d'environ 2 000 foyers.

Pour estimer le potentiel offert par les STEP souterraines ou semi-souterraines, prenons le cas d'un dénivelé de 500 mètres, ce qui fournit une densité énergétique de 1,4 kWh/m³ d'eau stockée. En considérant par ailleurs un volume d'eau de 100 000 m³ transitant entre les deux réservoirs, on obtient une fourniture d'énergie totale de 110 MWh par cycle de stockage-vidange pour un rendement de 80 %. Cela correspond à la production énergétique de 2 éoliennes actuelles fonctionnant en continu pendant 24 heures.

En prenant une centaine de cavités de 100 000 m³ de volume à raison d'un cycle par jour, la capacité énergétique de stockage peut être estimée à environ 4 TWh/an, soit environ 1 % de la part des énergies renouvelables à l'horizon 2020. Ce chiffre indique que les STEP souterraines ne sont pas destinées au stockage massif de l'énergie. Leur principal intérêt est à l'échelle locale.

STOCKAGE SOUTERRAIN D'ÉNERGIE THERMIQUE

Principe et contexte

Le stockage souterrain de l'énergie thermique (UTES : *Underground Thermal Energy Storage*) est un concept différent de la géothermie. Il est destiné à stocker de l'énergie thermique (chaleur ou froid) produite par l'homme, en vue d'une réutilisation ultérieure. Ce concept met à profit les propriétés isolantes du sous-sol, contrairement à la géothermie qui permet d'exploiter sa chaleur naturelle en profondeur. Pour qu'un tel stockage soit rentable, il faut disposer d'une source de chaleur dite « fatale », c'est-à-dire d'une énergie thermique non utilisée en totalité

et partiellement rejetée, telle que celle produite par les usines d'incinération, à la sortie des pompes à chaleur, par le refroidissement des panneaux photovoltaïques, etc. Il existe deux grands types de stockage souterrain d'énergie thermique :

- ◆ Les systèmes fermés où un fluide (le plus souvent de l'eau) circule à travers des échangeurs de chaleur enfouis dans le sous-sol ; on utilise ici la capacité calorifique des roches pour stocker la chaleur soit en forage (pieux géothermiques), soit par le biais de conduites enterrées (principe des puits canadiens).
- ◆ Les systèmes ouverts où de l'eau souterraine est pompée, sa température est modifiée par échange thermique dans un bâtiment puis elle est réinjectée dans le sous-sol au moyen de forages ; cela peut se faire directement dans un aquifère (stockage d'énergie thermique en aquifère ou SETA) ou par le biais de cavités souterraines (stockage d'énergie thermique en cavité ou SETC).

On ne traite ici que du cas des systèmes ouverts dont le principe consiste à injecter de l'eau chaude dans une zone de l'aquifère ou de la cavité souterraine, tout en récupérant de l'eau froide dans une autre zone, sans que les deux se mélangent. Le cycle est ensuite inversé selon les saisons : en hiver, on récupérera ainsi l'eau chaude préalablement stockée en été et on injectera de l'eau froide (*Figure 11*).

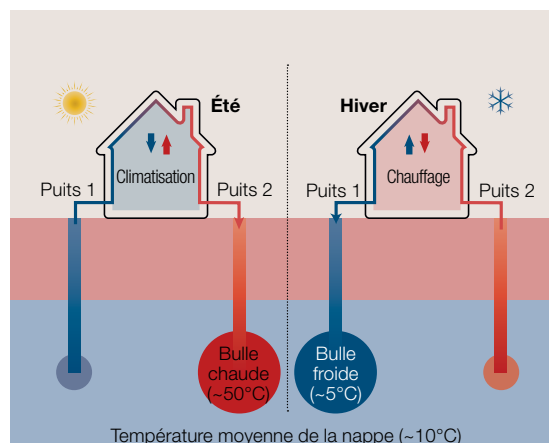


Figure 11
Schéma simplifié d'un SETA

Procédés

Stockage d'énergie thermique en aquifère (SETA)

Pour que le rendement thermique d'un tel procédé soit optimal, trois conditions doivent être réunies :

- ◆ une porosité suffisante de la roche-réservoir, pour pouvoir stocker de grands volumes d'eau ;
- ◆ une perméabilité élevée de manière à autoriser des débits importants ;
- ◆ un faible gradient hydraulique afin que la nappe circule lentement et que le panache thermique se disperse peu.

Les principales régions où le stockage souterrain d'énergie thermique s'est développé sont l'Europe (par exemple, on compte 700 installations de SETA aux Pays-Bas), la Chine et l'Amérique du Nord. En France, les conditions géologiques et topographiques sont généralement moins favorables et induisent souvent un écoulement rapide des nappes (> 1 m/jour). Quelques expériences ont été effectuées dans les années 1980 mais elles ont été abandonnées suite au colmatage des forages dû à des températures trop élevées (70 °C). De nouvelles perspectives s'offrent aujourd'hui du fait des performances des pompes à chaleur qui permettent d'envisager des stockages à plus basse température (30-40 °C). Cela exigera néanmoins de réaliser des forages relativement profonds afin d'atteindre des nappes dont le niveau est proche de celui de la mer, voire inférieur, et qui ont donc une faible vitesse d'écoulement.

À ce jour, aucun stockage souterrain d'énergie thermique n'existe en France. Toutefois, des dispositifs de SETA seraient réalisables dans les zones côtières ou à topographie douce (Bassin parisien, Bassin aquitain...).

Stockage d'énergie thermique en cavité (SETC)

Afin de limiter les échanges calorifiques avec la roche-réservoir, on peut stocker l'énergie thermique en cavités souterraines déjà existantes (mines, carrières) ou construites

pour cet usage (cuves, cavernes). Ce concept, qui permet de s'affranchir des conditions nécessaires au SETA, est basé sur la mise en place d'une stratification thermique verticale au sein de la cavité : la zone chaude se trouve alors à son sommet et la zone froide à sa base, ces deux zones étant séparées par une zone de transition thermique appelée « thermocline ».

Quelques projets de SETC ont vu le jour dans le nord de l'Europe. Citons par exemple le cas de la ville de Lyckebo (Suède) qui dispose d'une cavité souterraine de 104 000 m³ creusée en roche dure, ou de la ville de Marstal (Danemark) où une fosse de 75 000 m³ a été réalisée dans des formations sableuses.

En France, on pourrait utiliser certaines des anciennes mines ou carrières souterraines (plusieurs dizaines de milliers) ou réaliser des cavités spécifiques. Un projet de recherche sur le stockage d'énergie thermique en carrière souterraine est d'ailleurs en cours depuis 2015 à l'INERIS avec le soutien financier de la région Picardie.

Intérêt énergétique

Pour estimer le potentiel offert par ce type de stockage souterrain, il convient de noter que l'énergie thermique emmagasinée dans 1 m³ d'eau est de 4,2 MJ/°C, soit 1,2 kWh/°C. En considérant un volume d'eau de 100 000 m³ et une variation de température de 40 °C, on obtient une énergie thermique de 4 GWh en prenant un rendement de 80 % et pour un cycle d'injection-soutirage d'eau annuel (été-hiver). Cela représente la consommation de chauffage d'environ 1 400 foyers.

En prenant une centaine de cavités de ce type, la capacité énergétique de stockage peut être estimée à environ 0,4 TWh par an, à raison d'un cycle annuel, soit 0,1 % de la part d'énergies renouvelables à l'horizon 2020. Comme pour l'air comprimé et les STEP, le stockage souterrain d'énergie thermique est donc destiné à une échelle locale. ■■■■

MAÎTRISE DES RISQUES ET IMPACTS

Une unité de stockage souterrain comporte deux grandes parties :

- ◆ les installations de surface (pipeline, compresseur, pompe, turbine, détendeur, échangeur thermique, équipement de séchage et de purification, stockage tampon, unité d'électrolyse...);
- ◆ les installations souterraines qui regroupent les cavités, les ouvrages d'accès (puits d'injection/soutirage et leur équipement : tubage, cimentation, vannes de sécurité...) et les puits de contrôle.

INSTALLATIONS DE SURFACE

Les risques liés aux installations de surface concernent essentiellement les stockages de fluides gazeux (hydrogène, air comprimé, gaz naturel, biométhane...), du fait des fortes pressions employées et des variations de température induites par la compression et la détente des gaz. En outre, certains fluides sont inflammables ou explosifs. On est ici dans le domaine des risques accidentels, tel que rencontré habituellement dans les installations de stockage de gaz naturel. En revanche, les STEP et les stockages d'énergie thermique sont moins affectés par ces risques car le fluide stocké est de l'eau. Ils ne comportent généralement que des groupes de pompage à plus faible pression.

En ce qui concerne le stockage d'air comprimé, le principal risque est lié à la surpression qui peut atteindre plusieurs centaines de bar, ainsi qu'à la variation de température très élevée (jusqu'à plusieurs centaines de °C) qui peut résulter des phases de compression ou de détente. Ce risque est atténué dans le cas des stockages adiabatiques (AA-CAES) si le régénérateur de chaleur est réalisé en surface.

Le stockage souterrain d'hydrogène cumule les risques les plus importants parmi les différentes options envisagées :

- ◆ C'est un gaz extrêmement inflammable qui possède un large domaine d'explosivité et dont la flamme est peu visible. Du fait de son caractère volatil, lié à sa très faible densité, ce gaz se disperse rapidement dans l'atmosphère. Toutefois, en milieu confiné, il peut être dangereux, ce qui exige des niveaux de sécurité élevés dans le cadre de la réglementation relative aux ATmosphères EXplosives (ATEX); on peut donc penser que les futurs stockages d'hydrogène seront soumis aux mêmes dispositions de

sécurité que celles déjà applicables aux stockages de gaz naturel qui présentent des risques accidentels comparables.

- ◆ En cas de fuite d'hydrogène, notamment d'éruption massive, la détente adiabatique de ce gaz à pression atmosphérique se traduira par une augmentation de température (par effet Joule-Thomson⁽¹¹⁾) pouvant aller jusqu'à occasionner son inflammation.
- ◆ C'est un gaz réactif qui peut dégrader certains matériaux comme les ciments et l'acier utilisés pour les tubages. Il est à noter qu'un procédé spécifique d'étanchéité des puits utilisant un scellement synthétique et un acier résistant à l'hydrogène a été développé en Allemagne.
- ◆ Sa combustion dans l'air, notamment pour produire de l'énergie électrique, forme, à température élevée, une faible quantité d'oxydes d'azote (NO_x), gaz toxiques pour l'homme et l'environnement (pluies acides, effet de serre).

note 11_ Pour des gaz parfaits, une expansion adiabatique se traduit par une diminution de température mais ce phénomène peut être inversé dans certaines conditions de température (et de pression). Au voisinage de la pression atmosphérique, cette température dite température d'inversion de Joule-Thomson est très supérieure à la température ambiante et le gaz se refroidit donc sous l'effet de l'expansion. Cependant, trois gaz font exception à cette règle : l'hydrogène, le néon et l'hélium, pour lesquels cette température d'inversion à pression atmosphérique est très basse. Dans le cas de l'hydrogène, elle est voisine de - 70 °C.

OUVRAGES D'ACCÈS

En ce qui concerne la partie située entre le stockage souterrain et la surface du sol, le principal risque est lié au défaut d'étanchéité, notamment au niveau des interfaces roche-cimentation-tubage ou à une dégradation progressive des équipements de puits. Cela peut générer des risques accidentels, en particulier en cas de fuite massive de gaz en surface résultant d'une défaillance des vannes de sécurité ou pendant les opérations de maintenance. C'est un risque particulièrement important pour l'hydrogène et le méthane.

La mise en place d'une auscultation et d'une surveillance des ouvrages d'accès pendant toute la durée d'exploitation du stockage constitue un moyen efficace de maîtrise des risques. Il s'agit notamment de suivre l'évolution des pressions et de la température du fluide en tête de puits et de réaliser régulièrement des essais d'étanchéité et des contrôles du puits.

DISPOSITIF DE SÉCURITÉ

La réglementation impose en France la présence de deux vannes de sécurité par ouvrage d'accès aux stockages de gaz naturel, ce qui constitue une méthode efficace de maîtrise des risques. Cette disposition n'est pas obligatoire aux États-Unis où il n'existe souvent qu'une seule vanne de sécurité, ce qui est à l'origine d'un certain nombre d'accidents liés à des fuites de gaz.

MILIEU SOUTERRAIN

Perte d'étanchéité

Elle concerne à la fois le champ proche du réservoir de stockage et son recouvrement qui doit toujours rester étanche. Un endommagement engendré par des variations de température ou de pression, notamment brutales, peut compromettre le confinement du stockage.

Le risque de perte d'étanchéité peut être élevé dans le stockage de l'air comprimé qui met en jeu des pressions et des températures élevées. Il peut aussi être important dans un stockage d'hydrogène voire d'énergie thermique. Le risque d'une fracturation d'origine thermique est à prendre en compte en cas de refroidissement brutal car il induit des contraintes de traction auxquelles les roches résistent mal. Ce risque peut être très fort pour le sel du fait du comportement mécanique particulier de cette roche.

La perméabilité des roches augmente lorsque celles-ci sont endommagées par des sollicitations excessives induites par le creusement des ouvrages souterrains et les cycles d'injection-soutirage des produits stockés. Les dispositions à prendre pour limiter l'amplitude et l'extension de l'endommagement sont connues : confinement de la paroi de la cavité par la pression du fluide stocké (qui ne doit pas descendre au-dessous d'un certain seuil dépendant de la profondeur du stockage), limitation de la vitesse d'injection-soutirage du fluide (réduction des effets thermiques et mécaniques) et limitation de la fréquence des cycles.

D'une manière générale, l'intégrité du stockage nécessite le respect de certaines règles liées à la pression et à la température du fluide dans le stockage, ainsi qu'à la vitesse d'injection-soutirage (voir tableau en **Annexe 2**).

La maîtrise de la sécurité du stockage souterrain implique de garder une marge de manœuvre par rapport aux valeurs seuils données dans ce tableau. La mise en place de dispositifs de

surveillance permet de vérifier en continu ces critères. Pour les stockages en cavités souterraines, une autre méthode importante d'investigation est la diagraphie sonar, qui permet de visualiser en 3D la forme de la cavité remplie de fluide. Mise en œuvre à une régularité dépendant de l'état du stockage, cette technique permet de révéler les instabilités des parements de la cavité (chutes de blocs, écaillage...).

Mouvement du sol et stabilité des ouvrages souterrains

Les cycles d'injection-soutirage peuvent également générer de faibles mouvements de la surface du sol (soulèvement, affaissement). Leur amplitude est d'autant plus faible (de quelques millimètres à quelques centimètres) que le stockage est profond et que le différentiel de pression entre le fluide stocké dans le réservoir et celui naturellement présent dans la roche encaissante est faible. La déformation de la surface du sol ainsi induite n'est généralement pas de nature à impacter les structures et le bâti.

Le remplissage des vides souterrains par de l'eau dans le cas des STEP semi-souterraines pourrait aussi induire un soulèvement de la surface du sol comme c'est le cas lors de l'ennoyage des mines. Ce phénomène a également été observé au droit de certains stockages souterrains de CO₂ (In Salah, Algérie). À l'inverse, la vidange de ces vides peut conduire à un affaissement. Une surveillance peut être mise en place sous la forme de campagnes de nivellement, de suivis GPS, voire d'interférométrie radar.

Notons également que les mines et carrières n'ayant pas été conçues pour un usage en STEP, leur utilisation peut donner lieu à des risques d'instabilité des ouvrages souterrains du fait de la variation importante des sollicitations hydromécaniques et de la dégradation des propriétés mécaniques des roches.

Par ailleurs, pour les STEP souterraines, le déplacement de grandes masses d'eau implique celui de grandes masses d'air et le risque associé à cet effet de souffle est à prendre en compte.

Gaz du sous-sol

Dans le cas du stockage de l'air comprimé en réservoir déplété, il existe un risque de combustion spontanée lié à la présence de gaz naturel résiduel. De ce fait, le recours aux gisements déplétés d'hydrocarbures ne présente pas *a priori* de garanties de sécurité pour ce type de stockage.

En ce qui concerne les STEP souterraines, on a vu plus haut que le déplacement des masses d'eau impliquait également celui des masses d'air. Ce phénomène peut être à l'origine d'émissions gazeuses (CH_4 , radon, CO_2 ...), notamment en cas de réutilisation d'anciennes mines. Son impact sur la sécurité et la santé des personnes, ainsi que sur l'environnement et les installations est à étudier.

Qualité des eaux

En cas de communication entre le stockage souterrain et les aquifères d'eau douce, des interactions géochimiques, biochimiques ou microbiologiques peuvent se produire. Leur nature va dépendre de la composition du produit stocké, de celle de la roche-réservoir, et éventuellement de celle de la roche-couverture.

Interactions géochimiques et biochimiques

Il s'agit généralement des phénomènes suivants :

◆ oxydation/réduction :

- Un fluide réducteur comme l'hydrogène est susceptible de transformer des ions oxydés (nitrates et sulfates) en ions réduits (nitrites et sulfures) par exemple, ces derniers pouvant être plus toxiques.
- Un fluide oxydant comme l'air comprimé ou, dans le cas des STEP semi-souterraines, de l'eau s'étant oxygénée en surface, peut donner lieu à des phénomènes de précipitation par oxydation au sein d'un aquifère anoxique, isolé de la surface : à titre d'exemple, on peut citer l'aquifère Albien du bassin de Paris, aquifère stratégique pour l'eau potable. Il peut en résulter un colmatage partiel de l'aquifère, surtout si l'eau est riche en fer dissous. Cet impact n'existe pas dans les aquifères superficiels en contact avec l'atmosphère (exemple, la craie du bassin de Paris).

◆ acidité/basicité :

- Ce phénomène n'intervient que pour le stockage de fluides agressifs comme le CO_2 ou dans une moindre mesure H_2 , dont la dissolution dans les eaux ou saumures profondes engendre une acidification. Le risque est alors lié à la dissolution de minéraux carbonatés (calcaire, craie) ainsi qu'à la remobilisation d'éléments traces métalliques potentiellement toxiques, initialement présents à l'état solide dans la roche-réservoir. Les autres fluides utilisés pour le stockage de l'énergie ne sont normalement pas concernés.

◆ dissolution/précipitation :

Ce phénomène peut se produire dans les cas suivants :

- Pour le stockage d'air comprimé en cavité saline si l'air contient de l'humidité, il devient très corrosif au contact du sel et peut endommager les équipements des puits et les installations de surface ; des dispositions spécifiques doivent alors être prises (séchage de l'air, utilisation de matériel résistant à la corrosion...).
- Pour tout stockage en cavité saline, une communication accidentelle entre la cavité et les aquifères peut conduire à la dissolution du sel. Le transport vers la surface de la saumure produite peut alors entraîner une contamination des nappes ou des cours d'eau.
- Pour le stockage d'énergie thermique, la différence de température entre l'eau injectée et le réservoir de stockage peut être à l'origine de phénomènes de dissolution ou de précipitation. La dissolution touche généralement la zone d'injection d'eau chaude et la précipitation celle d'eau froide, sauf dans les aquifères carbonatés en raison du dégazage du CO_2 dissous. On retrouve là les mêmes conséquences de corrosion ou de colmatage que précédemment évoquées.

◆ reconversion d'anciens ouvrages souterrains :

- Pour les STEP souterraines en cavités abandonnées, l'étanchéité des ouvrages souterrains n'étant en principe pas assurée, il est important d'utiliser une eau d'ennoyage dont la composition chimique est en équilibre avec le massif rocheux. Dans le cas contraire, on peut craindre que l'eau se charge en substances non désirées avec un retour à l'équilibre géochimique qui peut nécessiter des temps parfois longs, pouvant atteindre plusieurs décennies.
- Dans le cas particulier de la reconversion de cavernes de stockage d'hydrocarbures liquides en stockage d'énergie thermique (plusieurs exemples en Scandinavie), il peut subsister des résidus d'hydrocarbures dont les impacts doivent être pris en compte.

Interactions microbiologiques

Ce phénomène peut être important pour le stockage de la chaleur. Il existe alors un risque de développement de bactéries thermophiles pathogènes de type légionnelle. D'autres micro-organismes peuvent proliférer, notamment dans le cas du stockage de l'hydrogène, mais sans donner lieu au développement de bactéries pathogènes.

COÛT D'UN STOCKAGE SOUTERRAIN D'ÉNERGIE

Comme pour toute réalisation industrielle, le coût d'un stockage souterrain intègre deux grandes catégories de dépenses :

- ◆ les dépenses d'investissement (CAPEX : *Capital Expenditure*) : construction du stockage souterrain, installations de surface (compresseurs, pompes, unités de séchage, d'électrolyse pour l'hydrogène, etc.);
- ◆ les dépenses d'exploitation (OPEX : *Operational Expenditure*) : exploitation, entretien, maintenance, consommation d'énergie, etc.

Dans le cas particulier du stockage d'hydrogène où ce dernier est produit par électrolyse⁽¹²⁾, il faut également intégrer le coût de cette opération (ELEX : *Electricity Expenditure*, qui provient de l'électrolyse de l'eau).

Pour donner quelques indications sur le coût des différents types de stockage souterrain d'énergie, plusieurs documents externes à l'INERIS ont été mis à profit.

Les principales données sont présentées dans le **Tableau 4** ci-après qui appelle les commentaires suivants :

- 1- L'essentiel du coût d'un stockage souterrain est lié aux dépenses d'investissement (CAPEX), en particulier le coût de réalisation du stockage (creusement de la cavité en roche dure, lessivage en roche saline) mais également le coût des installations de surface. Le coût d'investissement est largement prépondérant par rapport au coût d'exploitation (OPEX). Une durée d'amortissement de 30 à 40 ans est en général retenue pour les dépenses d'investissement.
- 2- Pour un stockage souterrain d'hydrogène volumineux et régulièrement sollicité, le coût d'électricité nécessaire à la production d'hydrogène par l'électrolyse est aussi important que celui d'investissement ; le coût de fonctionnement ne représente que 10 % du coût total.
- 3- Le coût d'un stockage peut être analysé sous deux angles : en termes de puissance électrique fournie (kW) et d'un point de vue énergétique (kWh). Les fourchettes de variations sont relativement étendues pour chaque type

de stockage, compte tenu de la variété des technologies et des incertitudes pesant sur les coûts élémentaires, notamment à moyen et long termes. On peut cependant noter que le coût d'un kWh d'électricité produit par un stockage souterrain d'énergie est globalement plus faible que celui d'un stockage en batteries.

- 4- Le coût d'un kWh d'électricité produit par le stockage est en soi élevé, comparé au prix actuel des principales sources d'énergie. Toutefois, pour l'hydrogène, ce coût peut être plus ou moins proche des prix actuels de vente des carburants de véhicules. En particulier, les résultats d'une étude réalisée en Allemagne indiquent que le stockage souterrain d'hydrogène peut être compétitif en 2025, si l'hydrogène est utilisé pour le besoin de transport. Ce n'est pas le cas pour d'autres utilisations, comme la transformation en électricité. La même conclusion est dressée en France dans le rapport CGEDD-CGE, en considérant les véhicules à piles à hydrogène.
- 5- Le coût d'un kWh d'électricité produit par un stockage souterrain sera d'autant plus faible que le flux de produit stocké est important (volume et nombre de cycles d'injection-soutirage élevés). Ainsi, la compétitivité de la filière stockage souterrain d'énergie dépend non seulement des caractéristiques du stockage mais aussi et surtout de la demande du marché, celle-ci étant intimement liée au niveau de succès de la transition énergétique et écologique. ■■■■

+ D'INFO

Les rapports du projet européen HyUnder (2012-2014).

Le rapport de Sandia National Laboratories
"A life cycle cost analysis framework for geologic storage of hydrogen: a user's tool" (2011).

Le rapport CGEDD-CGE « Filière hydrogène-hydrogène » (2015).

note 12 Actuellement, via une turbine à cycle combiné ou CCGT Combined Cycle Gas Turbine ; on parle alors de Power to Power. L'hydrogène peut également être utilisé directement dans les véhicules à hydrogène (transport), être transformé en méthane ou hydrocarbures (Power to Gas et Power to Liquid respectivement), être injecté dans le réseau de gaz naturel (NG Grid) ou pour d'autres besoins industriels.

Tableau 4.
Synthèse des coûts d'un stockage souterrain d'énergie

Nature du coût/prix	Coût/prix	Commentaire
CAPEX stockage en cavité saline	60-150 €/m ³	Coût actuel
CAPEX stockage en cavité minée	150-550 €/m ³	Coût actuel
Coût de construction d'une cavité saline	30-60 €/m ³	Soit 3-6 M€ pour une cavité de 100 000 m ³ de volume
Coût d'une unité d'électrolyse pour la production de l'hydrogène (investissement)	300-2 000 €/kW	10 M€ pour une unité de 6 MW (CGEDD - CGE)
Coût de l'hydrogène produit par électrolyse (en 2025) dont : • CAPEX • OPEX • ELEX	4-6 €/kg H ₂ soit 0,08-0,12 €/kWh 45 % (2,2 €/kg H ₂) 10 % (0,6 €/kg H ₂) 45 % (2,2 €/kg H ₂)	<ul style="list-style-type: none"> • Cf. HyUnder • 3,5 €/kg H₂ (CGEDD-CGE, sans stockage souterrain) • 1,6 \$/ kg H₂ (Sandia) • 1,3 - 3,8 €/kgH₂ (IFPEN)
Prix de vente d'hydrogène	5-6 €/kg H ₂ (transport) 1-2 €/kg H ₂ (autres)	Estimation pour l'Allemagne en 2025 Prix à la pompe : 7-9 €/kgH ₂ (CGEDD-CGE)
Coût d'investissement du stockage (€/kW) • Hydrogène (Power to Power) • Air comprimé (CAES et AA-CAES) • STEP (aérienne) • Batteries (pour mémoire)	1300-1800 450-1 200 470-2 200 200-3 000	Cf. HyUnder 400 pour CAES existants Données non disponibles pour STEP souterraine
Coût d'investissement du stockage (€/kWh) • Hydrogène (Power to Power) • Air comprimé • STEP (aérienne) • Batteries (pour mémoire)	8-11 10-120 8-60 100-1 800	Données non disponibles pour STEP souterraine
Pour mémoire, prix de référence (€/kWh) • Electricité • Gaz naturel • Pétrole • Essence (à la pompe)	0,03-0,08 0,03-0,04 0,05-0,08 6-6,5	Prix en 2013 (CGEDD-CGE) 30 - 80 €/MWh 10 - 13 \$/MBTU 100-140 \$/Baril 1,4-1,6 €/L

Nota: 1 GJ = 277,78 kWh, 1 MBTU= 293,071 kWh, 1 baril = 0,1589873 m³, 1 baril d'équivalent pétrole = 5,86152 GJ

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Au vu de l'état actuel des connaissances, plusieurs pistes de recherche et développement peuvent être identifiées.

COMPARAISON DES DIFFÉRENTES OPTIONS DE STOCKAGE ET SÉLECTION DES SITES ADAPTÉS

- ◆ Étude comparative des différentes options de stockage souterrain par rapport à d'autres filières de la transition énergétique (batteries, piles à combustible...). En s'appuyant sur des techniques telles que l'analyse du cycle de vie (ACV), on peut évaluer le coût-bénéfice et les avantages-inconvénients de chaque filière. Cette étude doit prendre en compte les dimensions socio-économiques, technologiques, réglementaires et environnementales.
- ◆ Analyse en retour d'expérience des stockages existants, si les données sur la réalisation, l'exploitation, les essais et les incidents peuvent être consultées. Dans le cas contraire, il convient d'opter pour des sites pilotes afin d'y réaliser des expérimentations *in situ*.
- ◆ Analyse des conditions optimales de réalisation des différentes options de stockage souterrain de l'énergie et cartographie des sites potentiels à l'échelle de la France. Cette étude doit prendre en considération les spécificités géologiques et hydrogéologiques du milieu souterrain mais aussi les impacts sociétaux et environnementaux.
- ◆ Développement des outils de modélisation pour l'intégration des différentes options de stockage souterrain d'énergie dans les réseaux électriques du futur.
- ◆ Évaluation de l'impact sur la santé et l'environnement de chaque option de stockage, en considérant les interactions géochimiques entre le fluide stocké, la roche-réservoir, les terrains de recouvrement et l'eau (en s'appuyant entre autres sur une modélisation hydrodynamique-transport-géochimie). On étudiera également l'impact biologique du fluide stocké ou de sa température sur le développement des populations microbiennes.
- ◆ Étude du comportement thermique du stockage souterrain et son incidence sur les sollicitations thermo-hydro-mécaniques du réservoir et du puits d'accès, d'une part, en termes d'endommagement et de perte d'étanchéité et d'autre part, en termes de phénomènes de dissolution/précipitation au sein du réservoir. Cette étude doit intégrer également l'impact des conditions de stockage du fluide (pression, température, cyclage) ou de sa nature (chimie) sur le comportement et les propriétés mécaniques des terrains. Ces phénomènes sont à évaluer sous l'effet des variations normales de pression ou de température imposées par des cycles d'injection-soutirage ou, d'une manière brutale, en situation accidentelle.
- ◆ Dans le cas des cavités minées, étude de l'intérêt et de la nature d'un revêtement en termes d'étanchéité, de soutènement mécanique, d'échanges thermiques et d'interactions fluide-roche.

DÉVELOPPEMENT DES MÉTHODES ET MOYENS D'AUSCULTATION ET DE SURVEILLANCE

- ◆ Développement des techniques d'auscultation fine de puits en termes de corrosion de tubage et de dégradation de la cimentation qui impactent l'étanchéité du stockage au cours de son vieillissement. Ces travaux bénéficieront également à d'autres domaines tels que la géothermie, l'exploitation d'hydrocarbures, etc.
- ◆ Développement des techniques de surveillance de fuites et de l'état du stockage, dans le temps et dans l'espace, et notamment des signes précurseurs de fissuration de la roche et de fuites.

ANALYSE DES RISQUES

- ◆ Développement d'une méthodologie d'évaluation intégrée des risques pour l'ensemble de la filière production-transport-stockage-utilisation de l'énergie. Cette méthodologie doit prendre en compte l'ensemble des risques technologiques, sanitaires et environnementaux liés à chaque option.

ÉTUDES SPÉCIFIQUES À CERTAINES OPTIONS DE STOCKAGE

- ◆ Pour le stockage d'hydrogène, évaluation et maîtrise des risques accidentels en cas de fuite ou d'éruption, compte tenu du caractère inflammable et explosible de ce gaz.
- ◆ Pour le stockage d'air comprimé, recherche de solutions techniques particulières à certaines options de stockage. Par exemple, le choix du milieu et des matériaux adaptés au stockage de chaleur dans le cas du CAES adiabatique.
- ◆ Pour les STEP souterraines, évaluation de l'impact d'une reconversion d'anciennes cavités en termes de stabilité mécanique et d'interactions hydro-géochimiques. Pour les STEP semi-souterraines, il faudra également tenir compte du risque de mouvement de terrain en surface et d'émissions de gaz.
- ◆ Pour le stockage d'énergie thermique, utilisation d'eau à haute température (> 80 °C), notamment en ce qui concerne son impact sur les processus de précipitation/dissolution dans le réservoir de stockage, les forages ou les canalisations. ■■■

QUELQUES PUBLICATIONS DE L'INERIS

Les documents ci-dessous sont disponibles au téléchargement sur ineris.fr dans la rubrique rapports d'études, risques sols-sous-sols :

Option de stockage souterrain	Titre du document INERIS
Stockage thermique	Gombert P, 2015. <i>Le stockage souterrain d'énergie thermique dans le contexte de la transition énergétique</i>
Stockage hydraulique (STEP)	Salmon R, 2015. <i>Note relative à la valorisation d'anciennes mines et carrières en Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) dans le contexte de la Transition Énergétique</i>
Stockage chimique (hydrogène)	Ghoreychi M, 2015. <i>Stockage souterrain de l'hydrogène</i>
Stockage mécanique (air comprimé)	Thoraval A, 2015. <i>Stockage souterrain de l'air comprimé dans le contexte de la transition énergétique</i>
Général	Lahaie F, 2015. <i>Note relative au cadre législatif et réglementaire des stockages souterrains</i>

STOCKAGE SOUTERRAIN DE L'ÉNERGIE : DES DÉFIS POUR DEMAIN

Le caractère intermittent de certaines énergies renouvelables incite à stocker autant que possible l'énergie non consommée pour faire face aux demandes ultérieures. Différentes échelles de stockage peuvent alors coexister selon le contexte : batteries, réservoirs de surface et stockages souterrains.

Le recours au stockage souterrain d'énergie peut être attrayant du fait, en particulier, de deux avantages majeurs du milieu souterrain :

- ◆ La possibilité de stocker des grands volumes de produits en mettant à profit l'état de contraintes naturelles du massif rocheux qui permet de comprimer le produit stocké sous forte pression, pouvant atteindre 100 à 200 bar à environ 1 000 mètres de profondeur. On peut ainsi stocker dans des cavités souterraines des volumes de gaz nettement plus importants qu'en surface.
- ◆ Les propriétés d'isolation thermique du sous-sol qui permettent de stocker la chaleur ou le froid et de les réutiliser sans perte d'énergie thermique significative.

Toutefois, peu de réalisations industrielles existent actuellement à travers le monde dans le domaine du stockage souterrain d'énergie. Les seuls exemples disponibles correspondent aux installations pilotes ou aux stockages à vocation locale. Il s'agit de quelques stockages d'air comprimé, notamment en Allemagne et aux États Unis, quelques stockages de chaleur en cavité souterraine, principalement dans les pays scandinaves, et plusieurs stockages de chaleur en aquifère, notamment aux Pays-Bas.

Mais de nombreux exemples de stockage souterrain de gaz naturel et d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés existent dans le monde et en France. Leur nombre n'a cessé de croître depuis le début du dernier siècle. On dispose donc à l'heure actuelle d'un retour d'expérience (REX) important sur les différents aspects technologiques, environnementaux et socio-économiques du stockage souterrain ; ce REX peut être utilement mis à profit dans le contexte du stockage souterrain d'énergie.

Si la technologie du stockage souterrain de gaz naturel et d'hydrocarbures est aujourd'hui opérationnelle et relativement mature, celle du stockage souterrain d'énergie est encore en plein développement et confrontée à des défis technologiques majeurs, en particulier par rapport au rendement du processus. C'est le cas par exemple du stockage adiabatique de l'air comprimé qui nécessite des développements complémentaires pour stocker et réutiliser la chaleur produite par la compression de l'air.

D'autres contraintes sont de nature à réduire le rendement du stockage : la subsistance d'une quantité importante de gaz non récupérable durant l'exploitation et restant en place au sein de l'aquifère ou de la cavité, les contraintes en termes de propriétés hydrauliques d'un aquifère pour le stockage thermique, la fragilisation des matériaux d'équipement des puits au contact de l'hydrogène... sont quelques exemples de facteurs susceptibles de conditionner la faisabilité et l'efficacité du stockage souterrain d'énergie.

Un autre défi important pour le développement de cette filière est lié aux risques technologiques et aux impacts environnementaux. En particulier, le stockage souterrain d'hydrogène soulève la question des risques d'inflammation et d'explosion. Cette interrogation légitime est sans doute un sérieux frein au développement des piles à hydrogène, malgré la performance énergétique de ce gaz et son intérêt en termes de réduction de l'effet de serre. La maîtrise des risques d'inflammation et d'explosion est d'autant plus importante dans le contexte de ce type de stockage souterrain qu'une fuite d'hydrogène le long des puits d'accès représente un aléa potentiellement important. Il n'en demeure pas moins que quelques stockages souterrains d'hydrogène destinés à l'usage industriel existent actuellement dans le monde, en particulier aux États-Unis. Aucun accident n'y a été signalé, à notre connaissance, durant plus de 40 ans d'exploitation.

Le retour d'expérience du stockage souterrain du gaz naturel, potentiellement exposé aux risques d'inflammation et d'explosion, indique que ces risques sont maîtrisés dans la plupart des cas. Des exemples d'accidents, parfois spectaculaires (comme celui de l'éruption récente de gaz

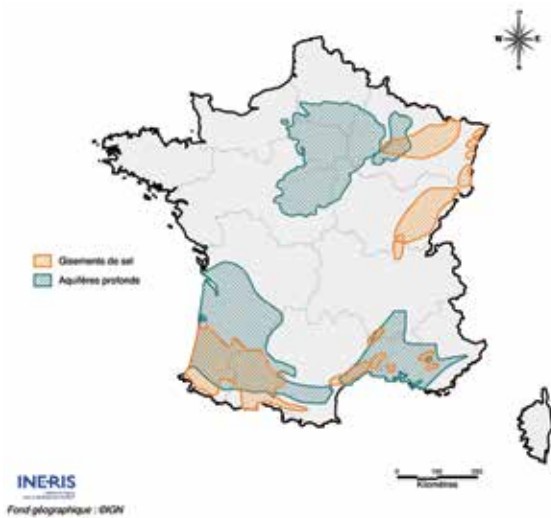


Figure 12
Gisements de sel et aquifères profonds aptes à accueillir un stockage souterrain en France

en Californie) invitent à prendre les précautions nécessaires quant à la maîtrise des risques accidentels et aux impacts environnementaux de tout stockage souterrain.

Un autre élément important susceptible de conditionner le recours au stockage souterrain d'énergie est son coût. La réalisation des cavités souterraines, les équipements de surface et les coûts spécifiques à certains types de stockage (tels que celui de l'électricité nécessaire à la production de l'hydrogène), font que le stockage souterrain demeure onéreux. Son coût devrait cependant diminuer progressivement au fur et à mesure du développement de la demande. Par exemple, les résultats des études récentes indiquent que le stockage souterrain d'hydrogène peut être compétitif, dès à présent, si l'hydrogène stocké est utilisé directement comme carburant dans des véhicules. Cela tient au prix de vente de l'hydrogène « à la pompe » qui est nettement plus élevé que pour d'autres utilisations.

Par ailleurs, il convient de préciser que le recours à un stockage souterrain et le type de ce stockage dépendent des caractéristiques géologiques et hydrogéologiques du sous-sol. L'existence ou non d'un gisement de sel ou d'un

aquifère profond préside naturellement à ces choix. En effet, comme le montre la carte en **Figure 12**, les gisements de sel et les aquifères aptes à accueillir un stockage souterrain sont présents dans certaines régions françaises et leurs caractéristiques (profondeur, extension) varient d'une zone à l'autre. Ce type de gisements n'étant pas présent partout dans le sous-sol français, d'autres milieux géologiques sont à étudier pour un stockage éventuel. Ils devraient faire l'objet d'investigations approfondies pour apprécier dans quelle mesure et selon quelles modalités ils peuvent convenir à un stockage souterrain. Il en est de même pour la STEP souterraine au cas où le recours aux anciennes mines ou carrières souterraines serait envisagé.

Cette recherche serait d'autant plus justifiée que la plupart des stockages souterrains analysés dans ce dossier ont pour vocation de stocker une quantité limitée d'énergie destinée à une zone géographique peu étendue. C'est le cas du stockage de l'air comprimé, de la STEP et du stockage thermique. Seul le stockage d'hydrogène peut être utilisé en tant que stockage massif d'énergie, à l'échelle régionale ou nationale (stockage stratégique). Encore faudrait-il que les enjeux de transport et de distribution d'énergie justifient le recours à ce type de stockage à forte capacité énergétique.

Soulignons en outre que l'intérêt d'un stockage souterrain, son caractère local, régional ou national et sa nature dépendent d'un ensemble de facteurs : performance énergétique, caractéristiques techniques, risques et impacts, coût, demande conditionnée par le développement de la transition énergétique, positionnement au sein d'un réseau énergétique et acceptation sociale du projet. C'est donc bien une analyse multicritère approfondie qu'il convient de mener, préalablement à toute réalisation concrète. Le tableau en page suivante en résume les principaux points.

Pour clore ce dossier, on insistera sur la nécessité de mener des travaux de recherche et développement sur les sujets identifiés. Les techniques de caractérisation de l'état d'étanchéité des puits, les outils de surveillance du stockage, des aquifères et du milieu géologique, les méthodes d'évaluation intégrée des risques, l'analyse coût-bénéfice/forces-faiblesses des différentes options... sont autant de questions encore ouvertes qui méritent des travaux de recherche approfondis auxquels l'INERIS contribue. ■■■■

SYNTHÈSE SUR LES AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DES DIFFÉRENTS TYPES DE STOCKAGE SOUTERRAIN

	Stockages d'énergie				Autres stockages (pour mémoire)	
	Hydrogène (cavité saline)	Air comprimé (cavité minée)	STEP souterraine (cavité existante)	Chaleur (cavité existante ou aquifère)	Gaz naturel (cavité saline)	CO ₂ à l'état supercritique (aquifère profond)
Gamme de profondeur (m)	1 000-1 500	500-1 000	< 1 000	10-500	500-1 500	≥ 800
Volumé de stockage typique (m ³)	500 000	100 000	100 000	100 000	500 000	≥ 10 000 000
Gamme de pression/hauteur/température	80-200 bar	1-100 bar	0-500 m	5-60 °C	80-200 bar	> 74 bar et > 31 °C
Densité énergétique théorique (kWh/m ³) dans les conditions du stockage	360 ⁽¹⁾	2,78	1,36	64	1 440 ⁽¹⁾	-
Rendement	30 ⁽²⁾ -60% ⁽²⁾	40-70% ⁽³⁾	70-80%	70-90%	50-60%	-
Densité énergétique effective (kWh/m ³)	110-220	1-2	1-1,1	45-60	720-860	-
Cycles d'injection /soutirage	1/mois à 1/an	~ 1/jour	1/jour à 1/semaine	1 à 2/an	1/mois à 1/an	(injection seule)
Énergie stockée sur un an ⁽⁴⁾ (GWh)	55-1 300	30-70	5-40	4-11	400-5 000	-
Coût équivalent de l'électricité stockée sur un an ⁽⁵⁾ (M€)	4-100	2-6	0,4-3	0,4-0,9	30-400	-
Coût d'investissement (€/kWh)	8-11 ⁽⁶⁾	10-120 ⁽⁶⁾	0,1-10 ⁽⁷⁾	0,1-10 ⁽⁸⁾	0,05-0,2	-
PRINCIPAUX RISQUES ACCIDENTELS ET IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SANITAIRES POSSIBLES						
Impact sur la qualité des eaux souterraines	réduction d'espèces chimiques ⁽⁹⁾ (SO ₄ , NO ₃ ...)	Oxydation ⁽⁶⁾ (si stockage en aquifère)	mélange d'eaux de différentes qualités	dissolution-précipitation, prolifération bactérienne	réduction d'espèces chimiques, contamination ⁽⁶⁾	acidification, remobilisation d'éléments traces
Risques accidentels liés aux ouvrages d'accès	pression, explosion, inflammation	pression et froid (en cas d'éruption)		chaleur	pression, froid, explosion, inflammation	pression, froid, asphyxie, intoxication (en cas d'éruption)
Risques accidentels liés aux installations de surface	explosion, inflammation	pression		chaleur	explosion, inflammation	pression
Risques liés au réservoir de stockage	endommagement cavité, faille	endommagement cavité, faille	mouvements de terrain	endommagement cavité, faille	endommagement roche-couverture, faille	endommagement roche-couverture, faille

Capacité de stockage et performance technico-financière, du plus au moins important
 Risque accidentel et impact environnemental et sanitaire, du plus au moins important

+ D'INFO

IRENA, 2013. Thermal Energy Storage. Technology Brief. IEA-ETSAP and IRENA Technology Brief E17, January 2013, 20 p.

- 1 - Basé sur le PCI (pouvoir calorifique inférieur)
- 2 - Selon utilisation finale (production d'électricité ou pile à hydrogène)
- 3 - Selon CAES ou AA-CAES
- 4 - Tenant compte des valeurs extrêmes
- 5 - Calculé sur la base de 0,08 € HT /kWh électrique
- 6 - Valeurs issues du rapport HyUnder
- 7 - Valeur prise égale à celle du stockage thermique (aute de données sur les STEP souterraines)
- 8 - Valeurs issues de IRENA, 2013
- 9 - En cas de fuite vers un aquifère superficiel

PRÉCONISATION DE LA CORE

SUR LES TRAVAUX DE L'INERIS

- ◆ Dès le début de ce dossier, la CORE a invité l'INERIS à intégrer une analyse préliminaire des coûts de chaque filière. Une synthèse de la littérature a donc été réalisée par l'Institut. Elle est résumée dans le Tableau 4 page 31.

LA CORE EN QUELQUES MOTS

La Commission d'orientation de la recherche et de l'expertise (CORE) est l'une des instances de gouvernance de l'INERIS. Officialisée par l'arrêté ministériel du 26 avril 2011 relatif aux comités d'orientation scientifique et technique de l'INERIS, elle marque le passage d'une gouvernance uniquement scientifique à une gouvernance scientifique et sociétale, portant également sur les activités d'expertise et d'appui aux pouvoirs publics. Fort de quinze membres, elle réunit en six collèges des représentants de différents secteurs de la société : monde académique, industriels, organisations non gouvernementales (ONG), syndicats, élus et État. Elle concrétise la démarche d'ouverture à la société de l'INERIS.

La CORE a trois grandes missions : partager les enjeux et les questionnements sociétaux ; appuyer la diffusion des résultats des recherches et expertises de l'INERIS ; contribuer à la programmation de ses travaux scientifiques et techniques. ■■■■■

CHRONOLOGIE DE LA DÉMARCHE D'OUVERTURE À LA SOCIÉTÉ DE L'INERIS

AVRIL 2005

Visite de la délégation de parlementaires de la Commission développement durable et aménagement du territoire. Au cours de sa visite, la commission a encouragé l'Institut à développer la capacité de ses experts et chercheurs à participer au débat public.

SEPTEMBRE 2006

Le renforcement de la capacité des experts à participer au débat public est inscrit dans le contrat d'objectifs 2006-2010 signé entre l'État et l'INERIS.

2007-2008

Renforcement de l'ouverture à la société de l'Institut en parallèle du Grenelle de l'environnement.

AVRIL 2008

Organisation de la première rencontre-débat avec des représentants d'ONG et d'associations en vue d'échanger sur les résultats de travaux de recherche ou d'expertise de l'Institut.

MAI 2008

Le conseil d'administration donne un avis favorable à l'évolution envisagée par l'INERIS de ses instances d'évaluation scientifique et technique. Il engage l'Institut à effectuer les démarches nécessaires pour préciser ses propositions.

OCTOBRE 2008

Signature d'une charte d'ouverture à la société avec l'IRSN et l'AFSSET.

JUIN 2009

◆ Ouverture du séminaire scientifique annuel de

l'Institut à la société civile. La création d'une Commission d'orientation de la recherche et de l'expertise (CORE), composée de représentants des différentes composantes de la société, y est décidée.

◆ Signature de l'avenant Grenelle au contrat d'objectifs État-INERIS qui préconise notamment l'élargissement de la gouvernance scientifique à de nouveaux acteurs.

SEPTEMBRE 2009

Le conseil d'administration est informé des modalités d'évolution de la gouvernance scientifique de l'Institut discutées lors du séminaire de juin.

MARS 2010

Réunion de préfiguration de la CORE à l'INERIS.

JUIN 2010

Première participation de la CORE au séminaire des orientations scientifiques et techniques de l'INERIS portant sur la préparation du contrat d'objectifs 2011-2015 de l'Institut.

SEP. PUIS DÉC. 2010

L'INERIS adopte, par délibération du conseil d'administration, la Charte nationale de l'expertise qui prévoit dans son article 9 des dispositions particulières relatives au devoir d'alerte. Le protocole de gestion des ressources publiques signé avec l'État en décembre prévoit donc pour l'INERIS d'entreprendre l'investigation « en amont » des suites à donner « en cas d'expression en son sein d'un risque, notamment à caractère environnemental ou sanitaire » et précise que les rapports qui en seront

issus ont vocation à être présentés à la CORE pour avis.

OCT. ET NOV. 2010

Premières réunions de travail de la CORE qui s'implique notamment sur les travaux de hiérarchisation des substances chimiques conduits par l'Institut.

AVRIL 2011

Parution au *Journal officiel* de l'arrêté ministériel relatif aux comités d'orientation scientifique et technique de l'Institut national de l'environnement industriel et des risques. La CORE est officiellement créée.

SEPTEMBRE 2011

Le conseil d'administration est informé de l'élargissement du comité de suivi de la charte de déontologie à un membre de la CORE issu du collège associations.

SEP. - OCT. 2011

Les membres de la CORE sont nommés par le directeur général de l'INERIS après consultation du conseil scientifique pour une durée de trois ans renouvelable.

AVRIL 2012

Le conseil d'administration de l'INERIS approuve la proposition de nomination du président et vice-président de la CORE.

2013-2014

Poursuite des activités de la CORE et organisation de 10 réunions ONG.

2015

Renouvellement de la CORE et organisation de 5 réunions ONG. Contribution à l'élaboration du COP 2016-2020.

Annexes



39 ♦ ANNEXE 1

Caractéristiques des stockages en France

40 ♦ ANNEXE 2

Conditions d'apparition des principaux risques
pour un stockage souterrain

CARACTÉRISTIQUES DES STOCKAGES EN FRANCE

Site	Département	Exploitant	Année de mise en service	Profondeur du toit du réservoir (m)	Nombre de réservoirs ou de cavités	Nombre de puits d'injection-soufflage	Volume maximal de stockage autorisé ¹³ (millions de Nm ³)	Volume géométrique (m ³)	Nombre de puits de contrôle	Produit stocké
Aquifères (12 sites, 13 stockages)										
Izaute	32	TIGF	1981	510	1	10	3 000	-	15	Gaz naturel
Lussagnet	40	TIGF	1957	545	1	14	3 500	-	14	Gaz naturel
Gournay-sur-Aronde	60	Storengy	1976	717	1	58	3 130	-	-	Gaz naturel
Beynes profond	78	Storengy	1975	740	1	23	800	-	12	Gaz naturel
Beynes supérieur	78	Storengy	1956	430	1	13	475	-	14	Gaz naturel
Saint-Illiers-la-Ville	78	Storengy	1965	470	1	31	1 500	-	18	Gaz naturel
Germigny-sous-Coulombs	77	Storengy	1982	848	1	22	2 800	-	30	Gaz naturel
Saint-Clair-sur-Epte	95	Storengy	1982	702 et 743	2	20	1 700	-	18	Gaz naturel
Cerville	54	Storengy	1970	450	1	38	1 500	-	16	Gaz naturel
Céré-la-Ronde	37	Storengy	1993	910	1	13	1 200	-	13	Gaz naturel
Chémery	41	Storengy	1968	1 085	1	67	7 000	-	26	Gaz naturel
Soings-en-Sologne	41	Storengy	1981	820	1	10	1 138	-	18	Gaz naturel
Gisement déplété (1 site, 1 stockage non exploité depuis 2012).										
Trois-Fontaines-l'Abbaye	51	Storengy	2010	1 700	1	5	2 080	-	10	Gaz naturel
Cavités de dissolution (6 sites, 78 stockages)										
Étрез	01	Storengy	1980	1 400	21	21	1 117	3 771 000	0	Gaz naturel
Manosque	04	Géométhane	1993	1 000	7	7	496	2 200 000	0	Gaz naturel
		Géosel	1967	300 à 900	32	32	-	13 000 000	0	HC liquides, pétrole brut, GPL
Tersanne	26	Storengy	1970	1 400	13	13	262	1 566 000	0	Gaz naturel
Hauterives	26	Storengy	2012	1 160	2	2	200	2 250 000	0	Gaz naturel
Viriat	01	TOTAL	1970	1 000	2	2	-	150 000	0	P ^{dis} chimiques liquéfiés (éthylène)
Le Grand-Serre	26	NOVAPEX	1972	1 250	1	1	-	60 000	0	P ^{dis} chimiques liquéfiés (propylène)
Cavités minées (4 sites, 9 stockages)										
Lavera	13	GEOGAZ LAVERA	1984	80	2	-	-	183 000	-	GPL (butane)
			1971	110	1	-	-	120 000	-	GPL (propane)
		PRIMAGAZ	1998	142	1	-	-	98 200	-	GPL (propane)
Petit-Couronne	76	S ^é des Pétroles SHELL	1966	150	2	-	-	65 000	-	GPL (butane, propane)
Donges	44	TOTAL	1977	120	2	-	-	77 000	-	GPL (propane)
Sennecey-le-Grand	71	BUTAGAZ	1996	133	1	-	-	8 000	-	GPL (propane)

+ D'INFO

www.ineris.fr - www.storengy.com - www.developpement-durable.gouv.fr

CONDITIONS D'APPARITION DES PRINCIPAUX RISQUES POUR UN STOCKAGE SOUTERRAIN

Ce tableau tient compte de l'état de l'art complété par les préconisations de l'INERIS.

Stockage	Condition	Risque
En cavité	❶ $P_{\text{stockage}} > P_{\text{max}}$ $P_{\text{max}} \sim 0,18 H$	Création et propagation de fractures dans la roche (par traction)
	❷ $P_{\text{stockage}} < P_{\text{min}}$ $P_{\text{min}} \sim 0,08 H$	1- Endommagement de la paroi d'une cavité saline (par compression et cisaillement) 2- Fluage et perte de volume d'une cavité saline
	❸ $dP/dt > 10 \text{ bar/jour}$	Endommagement de la paroi de la cavité lié à la variation de la pression et/ou de la température
	❹ $T_{\text{stockage}} \gg T_{\text{massif}}$	Fluage excessif et perte de volume d'une cavité saline
	❺ $T_{\text{stockage}} \ll T_{\text{massif}}$	Création et propagation de fractures de la roche par traction
	Nota : $P_{\text{massif}} = P_{\text{lithostatique}} \sim 0,23 H \text{ (bar)}$	
En aquifère	❶ Dans le réservoir : $P_{\text{stockage}} < P_{\text{fluide}}$	Impossibilité d'injecter le fluide dans le réservoir
	❷ Dans la couverture : $P_{\text{stockage}} > P_{\text{max}}$ $P_{\text{max}} \sim 0,14 H$	Fuite capillaire à travers la roche couverture
	❸ $dP/dt > 10 \text{ bar/jour}$	Risque d'une fissuration de la couverture
	❹ $T_{\text{stockage}} > T_{\text{massif}}$	Dissolution de la roche-réservoir (sauf en milieu carbonaté à cause du dégazage du CO_2 dissous), corrosion des tubages, développement de bactéries pathogènes
	❺ $T_{\text{stockage}} < T_{\text{massif}}$	Précipitation et colmatage de la roche-réservoir (sauf en milieu carbonaté à cause du CO_2 dissous)
	Nota : $P_{\text{fluide}} = P_{\text{hydrostatique}} \sim 0,1 H \text{ (bar)}$	

P_{stockage} = pression du fluide dans le stockage (bar)

T_{stockage} = température du fluide dans le stockage (°C)

P_{massif} = pression du massif rocheux (pression lithostatique)

T_{massif} = température du massif rocheux (°C)

P_{fluide} = pression du fluide naturellement présent dans la roche-réservoir (bar)

dP/dt = vitesse d'injection-soutirage (bar/jour)

H = profondeur du stockage (m)



**Ce document est imprimé sur un papier > 70 % PEFC blanchi sans chlore
et issu de forêts gérées durablement.**

**Le label Imprim'Vert garantit des travaux d'impression propres
et respectueux de l'environnement.**

INERIS Références septembre 2016

Le stockage souterrain dans le contexte de la transition énergétique

e-mail : ineris@ineris.fr - www.ineris.fr

Directeur de la publication : Raymond Cointe

Direction de la rédaction : Céline Boudet

A contribué à ce dossier :

**La Direction des risques du sol et du sous-sol,
en particulier Mehdi Ghoreychi, Philippe Gombert et Franz Lahaie**

Conception & réalisation graphique :

Corporate Fiction - 01 43 14 99 99

Infographies : Corporate Fiction - Sally Bornot, INERIS

Impression :

Calligraphy

Crédits photographiques :

INERIS

LIGNE ÉDITORIALE

Les INERIS Références s'adressent en premier lieu à la société civile organisée. Ils font partie des outils développés dans le cadre de l'ouverture à la société de l'Institut. Ils participent à l'ancrage scientifique des publics organisés dans l'objectif de faciliter le débat sur des sujets d'intérêt sociétal.

À PROPOS DE L'INERIS

L'Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS) a pour mission de contribuer à la prévention des risques que les activités économiques font peser sur la santé, la sécurité des personnes et des biens, et sur l'environnement. Il mène des programmes de recherche visant à mieux comprendre les phénomènes susceptibles de conduire aux situations de risques ou d'atteintes à l'environnement et à la santé, et à développer sa capacité d'expertise en matière de prévention.

Ses compétences scientifiques et techniques sont mises à la disposition des pouvoirs publics, des entreprises et des collectivités locales afin de les aider à prendre les décisions les plus appropriées à une amélioration de la sécurité environnementale.

Créé en 1990, l'INERIS est un établissement public à caractère industriel et commercial, placé sous la tutelle du ministère chargé de l'Environnement. Il emploie 589 personnes, basées principalement à Verneuil-en-Halatte, dans l'Oise.

Parc technologique Alata - B.P.2
60550 Verneuil-en-Halatte
Tél.: 03 44 55 66 77
Fax: 03 44 55 66 99
e-mail: ineris@ineris.fr
www.ineris.fr

INERIS
maîtriser le risque |
pour un développement durable |