

RAPPORT D'ÉTUDE  
DRS-16-149645-00148A

11/01/2016

**Stockage souterrain de l'air comprimé dans le  
contexte de la transition énergétique**

**INERIS**

*maîtriser le risque |  
pour un développement durable |*



# **Stockage souterrain de l'air comprimé dans le contexte de la transition énergétique**

Direction des Risques du Sol et du Sous-sol

## PREAMBULE

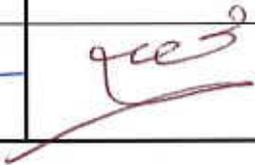
Le présent rapport a été établi sur la base des informations fournies à l'INERIS, des données (scientifiques ou techniques) disponibles et objectives et de la réglementation en vigueur.

La responsabilité de l'INERIS ne pourra être engagée si les informations qui lui ont été communiquées sont incomplètes ou erronées.

Les avis, recommandations, préconisations ou équivalents qui seraient portés par l'INERIS dans le cadre des prestations qui lui sont confiées, peuvent aider à la prise de décision. Etant donné la mission qui incombe à l'INERIS de par son décret de création, l'INERIS n'intervient pas dans la prise de décision proprement dite. La responsabilité de l'INERIS ne peut donc se substituer à celle du décideur.

Le destinataire utilisera les résultats inclus dans le présent rapport intégralement ou sinon de manière objective. Son utilisation sous forme d'extraits ou de notes de synthèse sera faite sous la seule et entière responsabilité du destinataire. Il en est de même pour toute modification qui y serait apportée.

L'INERIS dégage toute responsabilité pour chaque utilisation du rapport en dehors de la destination de la prestation.

	Rédaction	Vérification	Approbation
NOM	Alain THORAVAL	Franz LAHAIE	Mehdi GHOREYCHI
Qualité	Ingénieur au sein de l'unité RNOS de la Direction des Risques du Sol et du Sous-sol	Ingénieur au sein de l'unité AS2G de la Direction des Risques du Sol et du Sous-sol Coordinateur du programme d'appui EAT-DRS-07	Directeur des Risques du Sol et du Sous-sol
Visa			

# TABLE DES MATIÈRES

<b>1. INTRODUCTION .....</b>	<b>5</b>
<b>2. CONTEXTE .....</b>	<b>5</b>
<b>3. DESCRIPTION DES STOCKAGES D’AIR COMPRIME CONVENTIONNELS ET DES ALTERNATIVES.....</b>	<b>5</b>
3.1 Principe du stockage souterrain conventionnel d’air comprimé et premières applications opérationnelles .....	6
3.2 Principe du stockage souterrain adiabatique d’air comprimé – description des principales recherche en cours.....	9
3.3 Autres types de stockage d’air comprimé basés sur l’utilisation d’un fluide pour réduire les variations thermiques induites .....	12
3.3.1 CAES isotherme de surface .....	12
3.3.2 Stockage hydropneumatique / oléopneumatique.....	12
3.4 Retours d’expérience sur les avantages et inconvénients des différentes solutions de stockage d’air en souterrain .....	13
3.4.1 Stockage en cavité saline .....	14
3.4.2 Stockage en cavité minée.....	14
3.4.3 Stockage en aquifère.....	15
3.4.4 Stockage en gisement d’hydrocarbures déplété .....	16
3.5 Projet de stockage d’air comprimé en cours de développement.....	17
<b>4. CADRE RÉGLEMENTAIRE .....</b>	<b>19</b>
<b>5. IDENTIFICATION GLOBALE DES RISQUES POTENTIELS LIÉS AU STOCKAGE SOUTERRAIN D’AIR COMPRIMÉ.....</b>	<b>21</b>
5.1 Risques liés à la partie souterraine du stockage .....	21
5.2 Risques liés aux infrastructures de surface.....	25
<b>6. RECOMMANDATIONS SUR LES RECHERCHES ET ÉTUDES À PRÉVOIR .....</b>	<b>26</b>
<b>7. RÉFÉRENCES .....</b>	<b>28</b>
<b>8. LISTE DES ANNEXES .....</b>	<b>35</b>

## LISTE DE FIGURES

Figure 1 : Schéma de principe d'un stockage souterrain conventionnel de l'air comprimé (d'après ENEA Consulting, 2012).....	6
Figure 2 : Schéma de principe de la centrale de Huntorf (Crotonio et al., 2001).	7
Figure 3 : Photo de la centrale de McIntosh (source Dresser-Rand).....	8
Figure 4 : Schéma de principe du « CAES isochore adiabatique souterrain » ou AA-CAES (d'après (ENEA Consulting, 2012)).....	10
Figure 5 : Schéma de principe du « CAES isobare adiabatique de surface » (d'après (ENEA Consulting, 2012)) .....	10
Figure 6 : Projet ADELE d'un stockage souterrain adiabatique avancé d'air comprimé (AA-CAES) avec 2 régénérateurs aériens associés à des cavités salines pour le stockage de l'air (d'après RWE, 2010) .....	11
Figure 7 : Schéma de principe du « CAES isotherme de surface » (ENEA Consulting, 2012) .....	12
Figure 8 : Schéma de principe du « CAES isobare adiabatique de surface » (d'après Enairys Powertech) .....	13
Figure 9 : Travaux préparatoire du projet de stockage d'air comprimé dans la mine de Norton (Ohio, Etats-Unis) (d'après <a href="http://www.hydrodynamics-group.com/">http://www.hydrodynamics-group.com/</a> ) .....	15
Figure 10 : Schématisation d'un projet de CAES en aquifère d'après (Succar et al., 2008) .....	16

## LISTE DE TABLEAUX

Tableau 1 : Caractéristiques des stockages souterrains d'air comprimé d'Huntorf et de McIntosh.....	8
Tableau 2 : Projets de stockage souterrain d'air comprimé aux Etats-Unis .....	17
Tableau 3 : Projets de stockage souterrain d'air comprimé en Europe .....	18

## **1. INTRODUCTION**

Le présent rapport s'inscrit dans le cadre de la mission d'appui de l'INERIS aux pouvoirs publics, plus particulièrement dans le cadre du programme EAT-DRS-07 mené auprès du Bureau du Sol et du Sous-Sol (B3S) de la Direction Générale de la Prévention des Risques (DGPR), au sein du Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie (MEDDE).

Ce programme vise à fournir un appui technique au Ministère sur les questions de sécurité et de protection de l'environnement liées aux activités de forage (exploration et exploitation pétrolière, géothermie) et de stockages souterrains (stockage de gaz, d'hydrocarbures, d'énergie ou de CO<sub>2</sub>).

Le présent document a été réalisé dans le cadre de l'opération 2015 du programme EAT-DRS-07 intitulée « Stockage souterrain de l'énergie ». Il aborde plus spécifiquement la problématique du stockage souterrain de énergie par compression d'air, aussi appelé « CAES : Compressed Air Energy Storage ».

## **2. CONTEXTE**

Le stockage souterrain d'air comprimé (CAES) fait partie des principales solutions de stockage stationnaire de l'énergie électrique à très grande échelle, avec les Stations de Transfert d'Energie par Pompée (STEP) et les stockages souterrains d'hydrogène. Appelés également stockages d'électricité de masse, ces types de stockages ont des capacités de production de plusieurs dizaines à plusieurs centaines de MWh (Ranque et al., 2011 ; Albertini et al., 2013 ; Multon et al., 2013 ; Jacquelin et al., 2014).

D'après l'IAE (Agence Internationale de l'Energie), la capacité mondiale en 2009 de stockage d'énergie électrique atteignait une puissance électrique d'environ 100 GW, du fait principalement de la mise en œuvre de la technologie des STEP (sur 350 sites). Cette capacité devrait s'élever à 189 GW en 2050 couplée au développement des réseaux électriques intelligents. Le développement des technologies de stockage de type air comprimé est une des réponses à cet enjeu.

## **3. DESCRIPTION DES STOCKAGES D'AIR COMPRIME CONVENTIONNELS ET DES ALTERNATIVES**

Ce type de stockage consiste à utiliser l'électricité excédentaire produite en heures creuses pour comprimer de l'air à très haute pression et le stocker dans un réservoir. Pendant les heures de pointe, l'énergie potentielle stockée sera libérée en détendant cet air comprimé dans une turbine qui entraîne un alternateur pour produire de l'électricité pendant les heures de pointe ou selon les besoins du réseau électrique.

Autrement dit, l'air est comprimé lorsque la demande en électricité est faible (ou lorsque les tarifs d'achat sont bas) et détendu lorsque la demande en électricité est forte (ou le prix de l'électricité est élevé).

Ce réservoir pressurisé peut aller d'un simple tuyau de quelques mètres cubes à une caverne de plusieurs centaines de milliers de mètres cubes. Les puissances installées vont de quelques mégawatts (micro-CAES de l'ordre de 1 MW installées sur les réseaux de distribution) à plusieurs centaines de mégawatts (installations de forte puissance installées sur les réseaux de transport, fonctionnant pendant quelques heures).

Le stockage peut être fait dans des cavités salines (c'est le cas des premiers CAES d'Huntorf, Allemagne et de McIntosh en Alabama, Etats-Unis – voir § 3.1) ou des cavités dites « minées » (réalisées par des techniques minières – comme par exemple le projet de CAES dans la mine Norton en Ohio, Etats-Unis). Il existe également quelques expérimentations en milieu poreux (exemple du projet de stockage de Des Moines en Iowa, Etats-Unis) ou en gisement dépleted (exemple du projet de stockage de San Joaquin en Californie, Etats-Unis). Des précisions sur ces concepts de stockage et sur les projets en cours seront données plus loin (voir § 3.5, Tableau 2 et Tableau 3).

### 3.1 PRINCIPE DU STOCKAGE SOUTERRAIN CONVENTIONNEL D'AIR COMPRIMÉ ET PREMIÈRES APPLICATIONS OPÉRATIONNELLES

La solution mise en œuvre jusqu'à présent (CAES dit conventionnel) est faiblement rentable (rendement global du système de 40 à 50 %) et émettrice d'une certaine quantité de CO<sub>2</sub> car elle nécessite de faire passer, avant de le détendre, l'air stocké dans une chambre de combustion où il est réchauffé grâce à l'apport de gaz naturel (Figure 1). Sans cette étape de réchauffement, la température atteinte lors de la détente de l'air serait beaucoup trop basse et pourrait induire un endommagement de la turbine (Leaser, 2012).

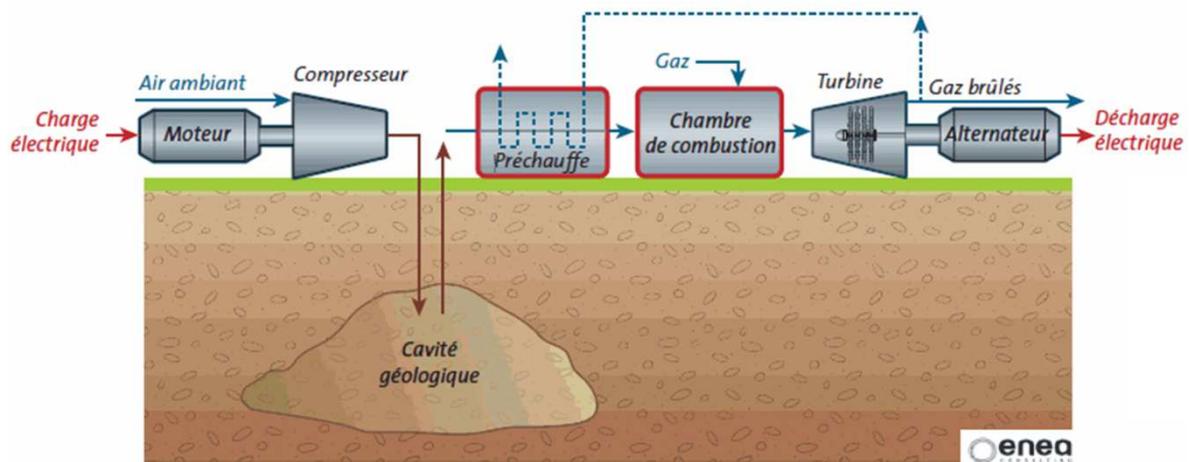


Figure 1 : Schéma de principe d'un stockage souterrain conventionnel de l'air comprimé (d'après ENEA Consulting, 2012)

Aujourd'hui, deux sites de stockage souterrain d'air comprimé conventionnel sont opérationnels à travers le monde : Huntorf en Allemagne (Crotagino et al., 2001 – Figure 2), en fonctionnement depuis 1979, et McIntosh<sup>1</sup>, Alabama, aux Etats-Unis (Figure 3), en fonctionnement depuis 1991 (avec récupérateur de chaleur pour limiter l'utilisation de gaz naturel pour réchauffer l'air comprimé avant sa détente). Un site a également été démarré à Hokkaido au Japon (Yokoyama et al., 2002) au début des années 1990 dans une ancienne mine (cavité minée de 1600 m<sup>3</sup> à 450 m de profondeur) pour une phase de tests<sup>2</sup>, puis a été arrêté<sup>3</sup>. Les caractéristiques des deux sites aujourd'hui opérationnels sont rassemblées dans le Tableau 1.

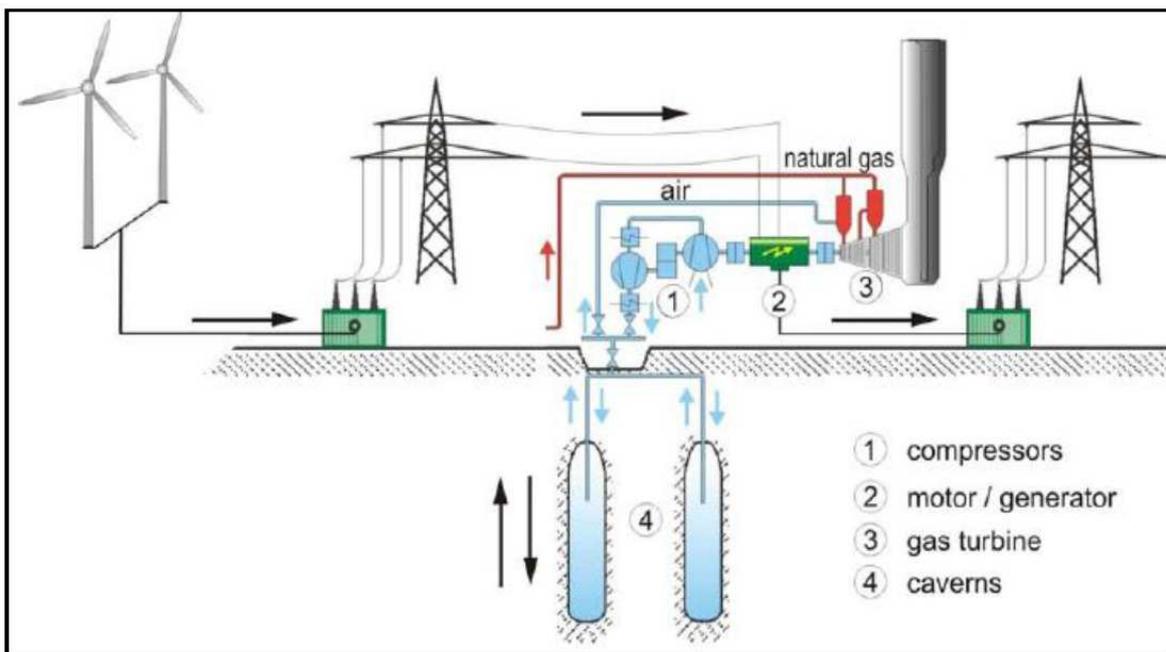


Figure 2 : Schéma de principe de la centrale de Huntorf (Crotagino et al., 2001).

<sup>1</sup> Voir descriptif : [http://www.powersouth.com/files/CAES%20Brochure%20\[FINAL\].pdf](http://www.powersouth.com/files/CAES%20Brochure%20[FINAL].pdf) (une vidéo de démonstration du fonctionnement du CAES est également fournie en cliquant sur le lien suivant : [https://www.youtube.com/watch?feature=player\\_embedded&v=sVDh\\_4ymcyY](https://www.youtube.com/watch?feature=player_embedded&v=sVDh_4ymcyY)).

<sup>2</sup> D'après Hadj-Hassen et al. (2014), la cavité de stockage était cylindrique, de hauteur 57 m et de diamètre 6 m. Le revêtement d'épaisseur 0,7 m est constitué de plusieurs couches de béton armé préfabriqué reliées par des joints, dans lesquels ont été insérés des matériaux synthétiques pour minimiser la fuite d'air. Durant la pressurisation (de 4 à 8 MPa), les joints se sont ouverts, ce qui a empêché le développement de contraintes de traction dans le béton. Le taux de fuite d'air journalier a été de l'ordre de 0,2%.

<sup>3</sup> Source : <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=stockage-agnes> (la raison de l'arrêt n'est pas donnée).

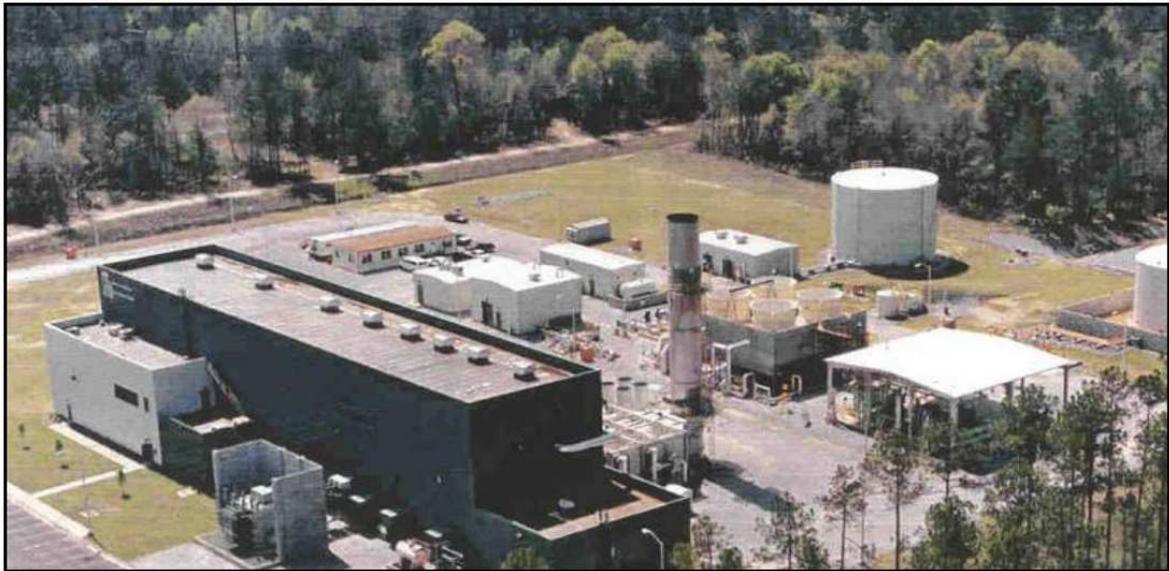


Figure 3 : Photo de la centrale de McIntosh (source Dresser-Rand)

Tableau 1 : Caractéristiques des stockages souterrains d'air comprimé d'Huntorf et de McIntosh

	Huntorf, Allemagne	McIntosh, Alabama, E.U.
Date de mise en service	1979	1991
Puissance	290 MW	110 MW
Rendement maximal	50 %	54 %
Pression d'air en condition normale	43 à 70 bars (vitesse de variation maximale : 15 bars/h)	45 à 76 bars
Caractéristique des cavités de stockage d'air	2 cavités salines (prof : 650 à 800 m, volume total : 310 000 m <sup>3</sup> )	Cavité saline (prof : 450 à 800 m, volume : 538 000 m <sup>3</sup> )
Temps de décharge	3 h	26 h

Les expérimentations réalisées sur les stockages souterrains conventionnels d'air comprimé ont révélé notamment :

- des problèmes de corrosion liés à l'humidité de l'air affectant le tube de production en acier, le cuvelage cimenté du puits ainsi que le filtre situé en amont des turbines à gaz. Des solutions ont été mises en œuvre dans tous les cas<sup>4</sup> (Crotigno et al., 2010) ;

<sup>4</sup> Les tubes de production en acier ont été remplacés par des tubes en FTP (plastique renforcé de fibres de verre) qui ont donné satisfaction pendant 20 ans d'exploitation (même si certains ont finis par casser). De l'air sec a été également injecté dans l'espace annulaire entre le cuvelage cimenté et le tube FRP. L'analyse des logs de puits a montré que les dispositions de protection contre la corrosion ont bien fonctionné.

- les limites du matériel de surveillance classique utilisé pour inspecter les parois des cavités<sup>5</sup>. Une mesure du profil de la cavité a été possible avec un laser « chauffé » qui a montré un écaillage des parois de la cavité (entre 1984 et 2001, Crotigno et al., 2010) sans grande conséquence toutefois sur le fonctionnement du stockage (Berest, 2010 : <http://www.agence-nationale-recherche.fr/?Projet=ANR-10-STKE-0006>) ;
- une faible contamination de l'air par le sel (les turbines à gaz sont sensibles au sel contenu dans l'air). Les mesures faites ont montré une contamination par le sel inférieure à 1 mg de sel par kg d'air. Ce résultat a été confirmé par l'examen des pales des turbines (Crotigno et al., 2010).

### **3.2 PRINCIPE DU STOCKAGE SOUTERRAIN ADIABATIQUE D'AIR COMPRIMÉ – DESCRIPTION DES PRINCIPALES RECHERCHE EN COURS**

La technologie de stockage souterrain d'air comprimé CAES isochore adiabatique, généralement désigné sous le sigle AA-CAES (Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage) reprend le principe de base du CAES conventionnel en limitant les pertes thermiques, et donc en s'affranchissant du besoin d'alimentation en énergies fossiles. Le concept actuel considère un stockage séparé de l'air et de la chaleur. On récupère donc la chaleur de compression dans un "régénérateur de chaleur" ou TES (Thermal Energy Storage) puis on la réutilise pour réchauffer l'air comprimé pendant sa détente dans la turbine, en s'affranchissant ainsi des apports en gaz comme dans le CAES classique (Figure 4). Théoriquement, cette récupération permet à la fois de porter le rendement électrique à plus de 70 % et d'éviter le recours à une énergie fossile pour préchauffer l'air, ce qui réduit les émissions de CO<sub>2</sub>. La pression dans le réservoir d'air comprimé est de l'ordre de 80-150 bars et la température dans le TES voisine de 600-700 °C.

Du fait de ces fortes contraintes, les projets de CAES Adiabatique sont encore aujourd'hui au stade de la recherche et du développement. Le projet le plus avancé est le projet ADELE en construction en Allemagne. Il devrait être opérationnel vers 2018<sup>6</sup>.

Quelques organismes français participent aux travaux de R&D dans ce domaine notamment à travers les projets SEARCH et SACRE, en partie financés par l'ANR<sup>7</sup>.

Certaines des études actuellement menées (ADELE, SACRE) envisagent d'utiliser des cavités salines pour stocker l'air comprimé à des pressions inférieures à 80 bars. A cause de la difficulté de disposer de couches salines supportant des chargements cycliques relativement rapides, typiquement journaliers, d'autres options ont été étudiés, en particulier le stockage d'air dans des cavités minées revêtues et à des pressions supérieures à 100 bars (SEARCH).

<sup>5</sup> Les outils habituels par ultrasons (sonar) utilisés dans les cavernes de gaz se sont révélés inadaptés aux cavernes de stockage d'air comprimé où l'air est très humide. Les inspections habituelles par laser se sont aussi révélées inefficaces, par suite du brouillard dans les cavernes et de la condensation de l'humidité sur les lentilles.

<sup>6</sup> D'après un article de "Die Welt" du 19/09/2014, le projet semble toutefois retardé pour raisons financières (<http://www.welt.de/wissenschaft/article132414967/Wie-man-Energie-aus-Luftgewinnt.html>).

<sup>7</sup> Une présentation des projets ANR SEARCH et SACRE et des résultats disponible est donné en annexe A.

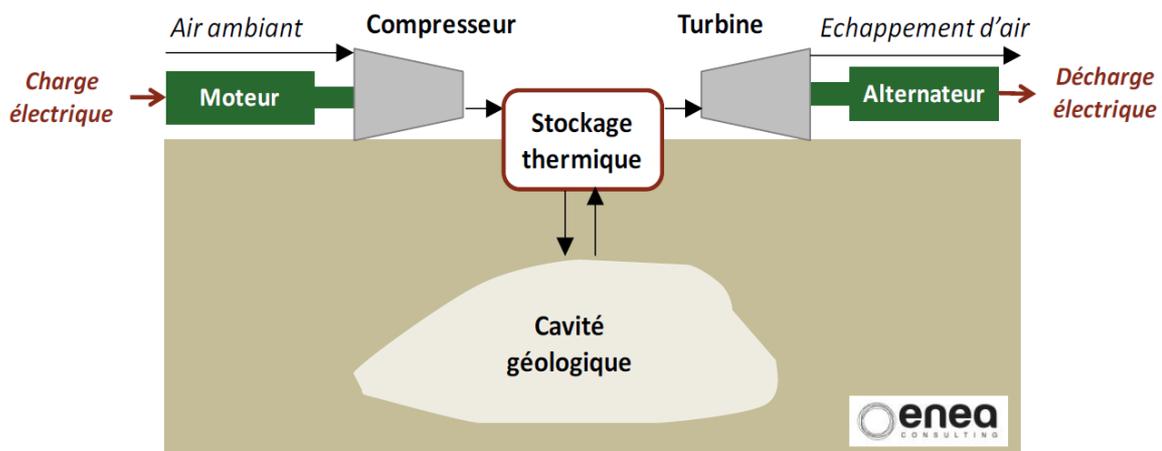


Figure 4 : Schéma de principe du « CAES isochore adiabatique souterrain » ou AA-CAES (d'après ENEA Consulting, 2012)

Un concept alternatif (dit « CAES isobare adiabatique de surface ») a également été proposé. Celui-ci reprend le principe de base du CAES adiabatique en s'affranchissant de la cavité de stockage : l'air est stocké sous pression dans des réservoirs de surface à pression constante (Figure 5). Le stockage isobare permet le fonctionnement des compresseurs et turbines à un taux de compression fixe. L'intérêt réside notamment dans sa facilité d'implantation (pas de contraintes de site, pas de contraintes géologiques, temps de développement et d'installation court)<sup>8</sup>.

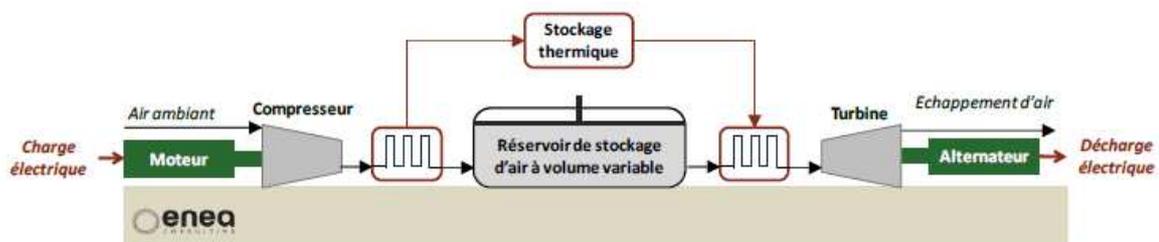


Figure 5 : Schéma de principe du « CAES isobare adiabatique de surface » (d'après ENEA Consulting, 2012)

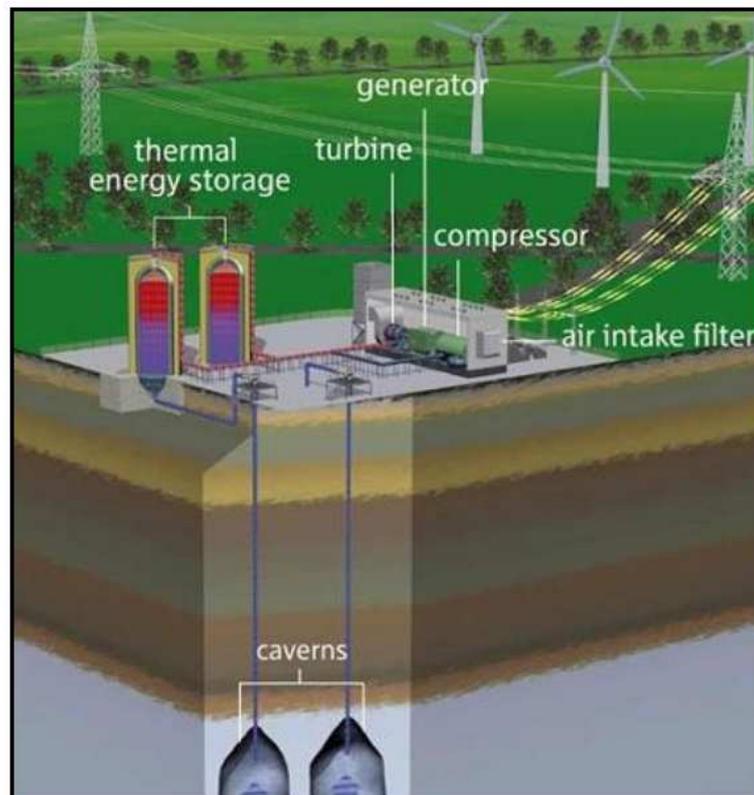
La première réalisation de CAES Adiabatique en souterrain est le projet ADELE en Allemagne (<http://www.neuralenergy.info/2009/06/caes.html> ; Finkenrath et al., 2009 ; Kepplinger, 2011 - Figure 6). La construction a débuté en 2013 dans la ville de Staßfurt (Sachsen-Anhalt, Allemagne). Le projet associe RWE, General Electric, Zueblin, le Centre aérospatial allemand, et l'état fédéral (pour un coût global de 10 millions d'euros). L'usine de démonstration devrait générer une puissance électrique de 200 MW pendant cinq heures (soit une capacité de stockage de 1000 MWh).

<sup>8</sup> voir notamment le projet de démonstration canadien coordonné par Hydrostor : <https://www.sdte.ca/fr/portfolio/projects/underwater-compressed-air-energy-storage-demonstration>. Une vidéo de démonstration du concept est également proposée ici : <http://www.hydrostor.ca/>.

L'installation comprendra un stockage thermique pour conserver la chaleur produite lors de la compression (la température maximale est supposée atteindre 600 °C). Cette chaleur servira à réchauffer l'air pendant la détente.

Le dispositif de stockage de chaleur (régénérateur) est constitué de conteneurs de 40 m de hauteur avec des lits de pierres ou de briques de céramique à travers lesquels les flux de l'air chaud passe. Le revêtement prévu dans le régénérateur sera composé d'une première couche d'isolant thermique de 30 cm d'épaisseur, suivie d'une deuxième couche de béton réfractaire puis d'une épaisseur conséquente de béton haute résistante armé, fibré et précontraint.

Le stockage pneumatique se fera dans des cavités salines à une pression maximale de 65 bars. Par ce moyen, ADELE sera en mesure de garantir une capacité électrique dans un délai très court et remplacera en l'état une quarantaine d'éoliennes pendant plus de cinq heures. L'installation ADELE est prévue pour atteindre un rendement de 70 %.



*Figure 6 : Projet ADELE d'un stockage souterrain adiabatique avancé d'air comprimé (AA-CAES) avec 2 régénérateurs aériens associés à des cavités salines pour le stockage de l'air (d'après RWE, 2010)*

### 3.3 AUTRES TYPES DE STOCKAGE D'AIR COMPRIMÉ BASÉS SUR L'UTILISATION D'UN FLUIDE POUR RÉDUIRE LES VARIATIONS THERMIQUES INDUITES

D'autres concepts ont été proposés basés sur l'utilisation d'un fluide, soit pour transporter de la chaleur (« CAES isotherme de surface »), soit pour compresser et détendre l'air (« stockage hydropneumatique ou oléopneumatique »). Dans les deux cas, on considère pour l'instant un stockage d'air en surface (dans des cylindres haute pression), mais un stockage d'air en souterrain pourrait également être envisagé.

#### 3.3.1 CAES ISOTHERME DE SURFACE

Cette technologie de stockage d'air comprimé est basée sur une compression et une détente isotherme de l'air. Lors de la phase de compression, un fluide caloporteur, généralement de l'eau, est injectée dans le compresseur, et permet de récupérer la chaleur générée, de sorte que l'air est maintenu à température constante (Figure 7). Lors de la détente, l'eau est de nouveau injectée dans le système, afin de restituer la chaleur stockée à l'air.

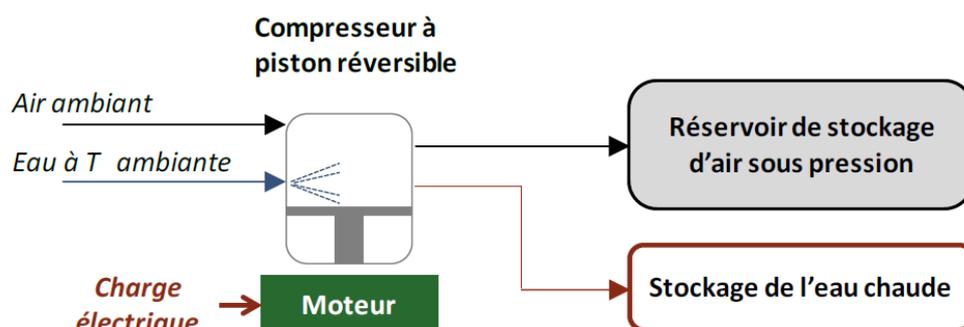


Figure 7 : Schéma de principe du « CAES isotherme de surface »  
(ENEA Consulting, 2012)

Un CAES isotherme consiste donc à extraire la chaleur de l'air au fur et à mesure de sa compression (et non pas après sa compression comme dans le cas des systèmes adiabatiques). Ce système aurait un rendement théorique de l'ordre de 95 %<sup>9</sup>.

Une application de ce concept a été proposée par la société SustainX à Seabrook dans le New Hampshire (<http://www.sustainx.com/technology-isothermal-caes.htm>). Le stockage d'air est réalisé en surface dans des pipelines.

#### 3.3.2 STOCKAGE HYDROPNEUMATIQUE / OLÉOPNEUMATIQUE

Le stockage hydropneumatique (respectivement oléopneumatique) est une technologie de stockage d'énergie par air comprimé qui a la spécificité d'utiliser de l'eau (respectivement de l'huile) comme fluide de travail intermédiaire pour compresser et détendre l'air (Figure 8).

<sup>9</sup> D'après : <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/caes-stockage-par-air-comprime>. Un autre source (<http://energystorage.org/energy-storage/technologies/isothermal-caes>) considère que le rendement en pratique ne serait que de l'ordre de 70-80 %. Il semble en effet que pour atteindre de bon rendement il soit nécessaire de compresser ou de turbiner lentement – voir Odru P., (page 95) ; Rufer A. et al., 2006 (figure 5).

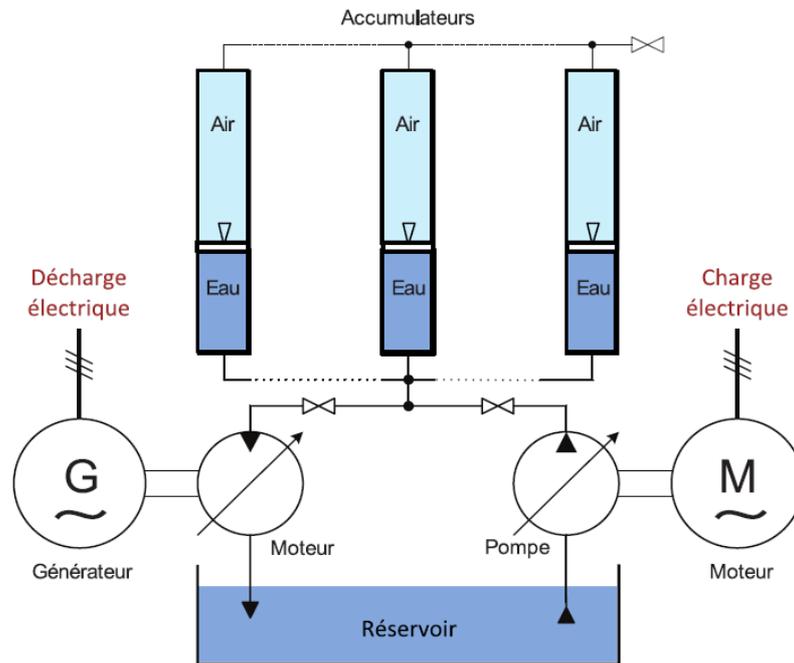


Figure 8 : Schéma de principe du « CAES isobare adiabatique de surface » (d'après Enairys Powertech)

L'utilisation de ce fluide intermédiaire permet de limiter l'augmentation de la température de l'air lors de la compression et donc de fonctionner plus proche de l'isotherme. Dans certaines configurations, le liquide intermédiaire est directement en contact avec l'air, ce qui améliore les échanges thermiques et le caractère isotherme du procédé.

Des pompes hydrauliques reliées au moteur (pour la charge électrique) et au générateur (décharge électrique) permettent de comprimer et de détendre l'air. Les fournisseurs de technologie font généralement appel à des motopompes à pistons qui assurent à la fois la compression et la détente du liquide intermédiaire de manière réversible, et permettent d'atteindre des pressions de plus de 200 bars. La pression du liquide est ensuite répercutée à l'air via une conversion hydropneumatique. Un séparateur air/liquide peut être requis avant le stockage d'air comprimé dans les configurations où le fluide intermédiaire est en contact direct avec l'air<sup>10</sup>.

### 3.4 RETOURS D'EXPÉRIENCE SUR LES AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DES DIFFÉRENTES SOLUTIONS DE STOCKAGE D'AIR EN SOUTERRAIN

Comme pour le gaz naturel, différentes options ont été étudiées pour le stockage d'air en souterrain<sup>11</sup> : cavité saline, cavité minée, aquifère, gisements de gaz déplétés.

<sup>10</sup> On trouve des éléments d'appréciation de l'efficacité de ce concept dans l'article de Kim et al. (2011) (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544211004889>). D'après Grimault et al (2013), le rendement énergétique de ce système est de l'ordre de 60-65 %.

<sup>11</sup> On exclut donc ici les stockages d'air en surface (en container) ou encore les stockages sous-marins qui pourraient être une alternative intéressante techniquement et financièrement<sup>11</sup> (voir notamment le projet de démonstration canadien coordonné par Hydrostor : <https://www.sdtc.ca/fr/portfolio/projects/underwater-compressed-air-energy-storage-demonstration> ; <http://www.hydrostor.ca/>).

### 3.4.1 STOCKAGE EN CAVITÉ SALINE

En raison de la très faible perméabilité du sel, les cavités salines ont montré avec succès qu'elles permettaient de stocker tout aussi bien du gaz naturel que de l'air comprimé. D'ailleurs, les deux stockages d'air comprimé actuellement opérationnels utilisent des cavités salines.

Toutefois, sous fortes sollicitations de pression et de température notamment cycliques et rapides, le sel pourrait être endommagé d'avantage que certaines roches (Bauer et Broome, 2010 ; Bérest et al., 2012 ; Bérest, 2013). Ce matériau dispose cependant d'une capacité à se recristalliser, en présence d'air humide, après avoir été endommagé. Ce phénomène tient à la dissolution-précipitation du sel qui peut conduire, dans certaines conditions, à un colmatage progressif des fissures.

Les facteurs défavorables sont liés à la présence éventuelle de couches d'insoluble et aux risques de fermeture ou d'effondrements de la cavité du fait du fluage du sel. Ce type d'instabilité, qui peut se produire en particulier sous forts cycles de pression et de température, peut être évité en respectant le niveau de sollicitations de la cavité de stockage. Le retour d'expérience positif des milliers de cavités de stockage dans le sel, à travers le monde, atteste que ce type de stockage est dans l'ensemble bien maîtrisé aussi bien sur le plan technico-économique que d'un point de vue des risques et impacts.

### 3.4.2 STOCKAGE EN CAVITÉ MINÉE

Une cavité minée est un ouvrage souterrain composé d'une ou de plusieurs galeries creusées dans un massif rocheux, spécialement pour le besoin du stockage, auxquelles on accède pendant la construction à l'aide d'un puits ou d'un tunnel incliné (descenderie).

La sélection des sites repose essentiellement sur le fait que le rocher doit être suffisamment résistant pour qu'une cavité de grande taille reste stable (en principe sans revêtement). Les formations adaptées (cristallines, calcaires...) sont généralement affectées par une fracturation naturelle susceptibles de compromettre l'étanchéité du stockage souterrain. En effet, la présence d'un niveau aquifère au toit de la roche hôte susceptible d'assurer l'étanchéité du stockage<sup>12</sup> n'est pas toujours assurée<sup>13</sup>. De ce fait, l'étanchéité d'un stockage de gaz en cavité minée peut être plus difficilement garantie qu'en cavité saline.

Ce type de stockage a toutefois été envisagé dans le cadre du projet de stockage d'air comprimé dans la mine de Norton (Ohio, Etats-Unis) du fait de la très faible perméabilité du calcaire (Figure 9 et Tableau 2).

---

<sup>12</sup> Dans le cas des stockages en cavité minée, l'étanchéité est assurée par le principe du confinement hydraulique : l'eau contenue dans la roche environnante ou injecté spécialement pour établir un rideau hydraulique, s'écoule vers la cavité, lorsque la pression du fluide au sein de la cavité est inférieure à la pression d'eau. Ainsi toute migration vers l'extérieur du produit stocké est empêchée. Des ouvrages spécifiques de réalimentation en eau, "les rideaux d'eau" peuvent renforcer, voire établir artificiellement le confinement hydraulique de la cavité.

<sup>13</sup> D'autant plus que le milieu fracturé ne se comporte pas toujours globalement comme un milieu poreux pour que l'étanchéité du stockage puisse être réalisée par un rideau d'eau.

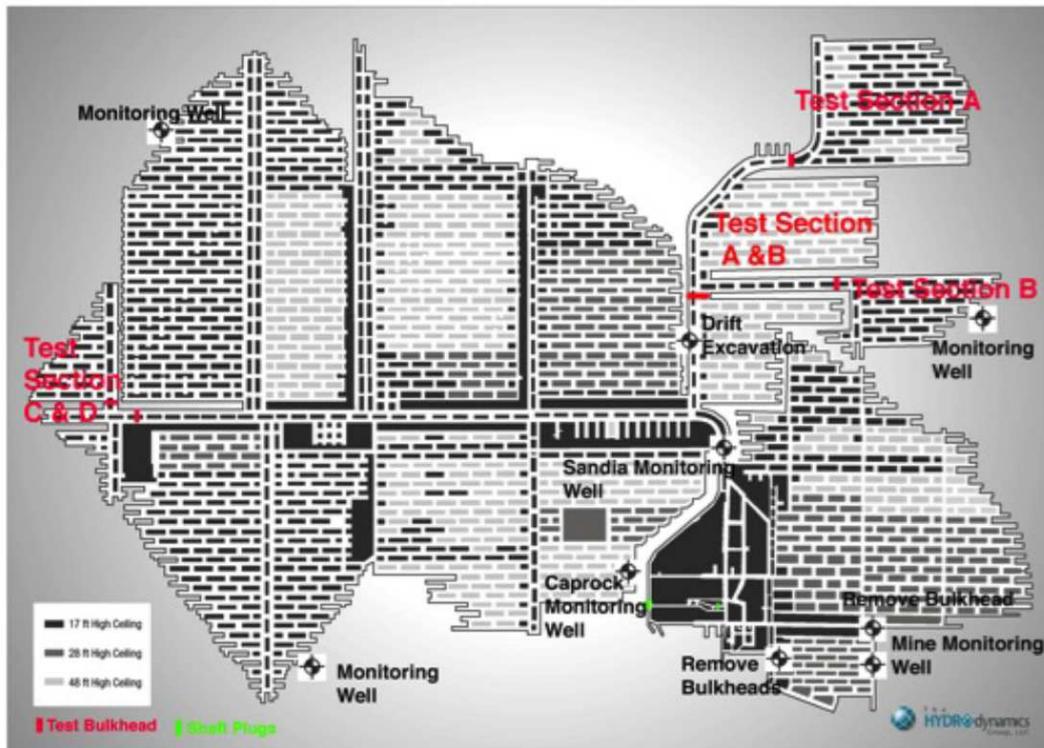


Figure 9 : Travaux préparatoire du projet de stockage d'air comprimé dans la mine de Norton (Ohio, Etats-Unis)  
(d'après <http://www.hydrodynamics-group.com/>)

### 3.4.3 STOCKAGE EN AQUIFÈRE

Ce type de stockage consiste à utiliser les vides présents dans certaines couches géologiques poreuses et perméables (aquifères, en principe d'eau salée) dès lors que cette aquifère est surmonté d'une couche imperméable qui empêche toute migration du produit stocké (gaz, air comprimé) vers la surface (Figure 10).

Il convient de rappeler que de nombreux exemples de stockage de gaz naturel existent en France et à l'étranger, dans les aquifères salés (par exemple le Dogger). Ce type de stockage est retenu en général dans une formation anticlinale permettant de contenir la bulle de gaz au sein d'un périmètre limité et bien défini. La solubilité de l'air dans l'eau étant très faible (comme l'est celle du gaz naturel), la quantité dissoute susceptible de migrer au-delà de la zone de stockage devrait être négligeable.

L'utilisation d'un aquifère comme réservoir d'air comprimé semble problématique compte tenu de plusieurs facteurs : le coût de la prospection géologique (Swensen, 1994 ; Hydrodynamics Group, 2009 ; Marchese, 2009), le risque de fuite de l'air si la couverture (caprock) n'a pas les propriétés requises, des contraintes sur la pression d'air qui ne doit pas dépasser la pression hydrostatique (pour ne pas risquer de fracturer les terrains). Cela conduit au choix d'un aquifère très perméable, localisé à une profondeur suffisante.

De plus, des réactions d'oxydation pourraient avoir lieu en présence de l'oxygène de l'air en fonction de la minéralogie de la formation. En outre, la circulation de l'air pourrait favoriser la propagation de bactéries aérobies qui pourraient induire un risque de corrosion importante (Succar et al., 2008).

Kirk et al. (2010) ont montré qu'un stockage d'air dans un réservoir gréseux est susceptible de modifier d'une façon importante le pH, la salinité et la minéralogie du réservoir, en affectant notamment la composition microbienne. Ces évolutions pourraient induire une modification de la porosité et de la perméabilité du réservoir.

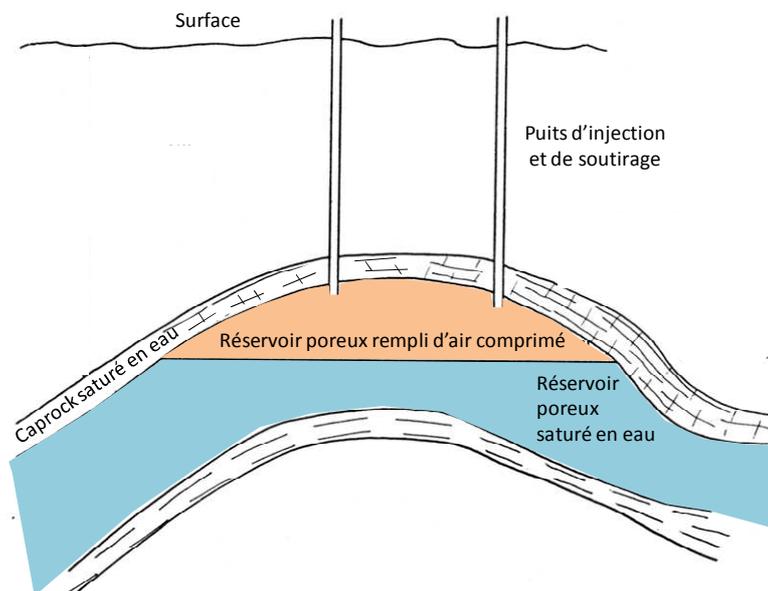


Figure 10 : Schématisation d'un projet de CAES en aquifère d'après ([Succar et al., 2008](#))

#### 3.4.4 STOCKAGE EN GISEMENT D'HYDROCARBURES DÉPLÉTÉ

Bien que cette option n'ait pas encore été mise en œuvre pour le stockage de l'air comprimé, des exemples de stockage souterrain de gaz naturel en gisements déplétés existent bien dans le monde. Cette option est d'ailleurs la première retenue aux Etats-Unis, pour le stockage souterrain de gaz naturel. Son intérêt tient à plusieurs faits : la disponibilité du volume de vides laissé après l'exploitation des hydrocarbures, le confinement naturel du milieu géologique propre aux gisements d'hydrocarbures et les connaissances acquises au cours de leur exploitation.

Il faut toutefois souligner que le mélange de l'air stocké avec les hydrocarbures résiduels peut induire un risque de combustion spontanée dans le réservoir ou dans la turbine, ou des réactions chimiques induisant l'appauvrissement de l'air en oxygène (Grubelich et al., 2010).

D'après la société « Hydrodynamics Group », des recherches conduites au Montana et au Nebraska (basées notamment sur les simulations numérique 3D prenant en compte le développement de la bulle d'air dans le réservoir et les réactions chimiques de l'air avec les hydrocarbures présents) auraient montré la faisabilité technique de ce type de stockage de l'air comprimé.

### 3.5 PROJET DE STOCKAGE D'AIR COMPRIMÉ EN COURS DE DÉVELOPPEMENT

Plusieurs projets de stockage d'air comprimé en cours de développement existent dans le monde (on s'est limité ici au stockage d'air réalisé en souterrain). La majorité de ces nouveaux projets est localisée aux Etats-Unis (Tableau 2), résultant souvent d'initiatives menées par le Department of Energy (DOE<sup>14</sup>).

Il existe également quelques projets (Tableau 3) en Europe (Allemagne, Suisse), en Corée du Sud (Kim et al., 2011 ; Kim H.-M. et al., 2012 ; Rutqvist et al., 2012), en Israël (Mont Sedom, 300 MW), en Irlande du Nord ou encore en Afrique du Sud.

Tableau 2 : Projets de stockage souterrain d'air comprimé aux Etats-Unis

Nom / Lieu	Type de stockage	Profondeur	Temps de décharge	Type de CAES <sup>15</sup>	Puissance	Pression maximale	Mise en service possible
NYSEG Seneca Reading, New York <sup>16</sup>	Cavité saline (4,5 Mm <sup>3</sup> )	760 m	16 h	CAES conventionnel	150 MW	100 bars	2016-2021
General Compression Gaines, Texas <sup>17</sup>	Cavité saline	nc	16 h	nc	2 MW	nc	2014
Utah <sup>18</sup>	Cavité saline (1,2 Mm <sup>3</sup> )	nc	50 h	nc	1200 MW	nc	nc
Norton, Ohio	Cavité minée (calcaire)	670 m	16 h	AA-CAES	800 to 2700 MW	55 -110 bars	décalé
Nebraska <sup>19</sup>	Aquifère (grès)	900 m	nc	CAES conventionnel	>100 MW	nc	nc
Des Moines, Iowa <sup>20</sup>	Aquifère (grès)	900 m	nc	CAES conventionnel	270 MW	83 bars	projet abandonné <sup>5</sup>
PG&E San Joaquin, Californie <sup>21</sup>	Gisement de gaz déplété	nc	10 h	AA-CAES	300 MW	nc	2021

<sup>14</sup> Le DOE a, par ailleurs, développé une base de données (DOE Global Energy Storage Database) où sont décrits certains des cas du

Tableau 2 : <http://www.energystorageexchange.org/projects>

<sup>15</sup> CAES (Compressed Air Energy Storage.) : CAES conventionnel ; AA-CAES (Advanced Adiabatic CAES) : CAES adiabatique.

<sup>16</sup> Voir les liens : <https://www.smartgrid.gov/files/NETL-Final-Report-9-6-12.pdf> ; <https://www.smartgrid.gov/files/new-york-state-electric-and-gas-oe0000196-final.pdf> ; [https://www.smartgrid.gov/project/new\\_york\\_state\\_electric\\_and\\_gas\\_advanced\\_compressed\\_air\\_energy\\_storage.html](https://www.smartgrid.gov/project/new_york_state_electric_and_gas_advanced_compressed_air_energy_storage.html)

<sup>17</sup> Voir les liens : <http://www.generalcompression.com/index.php/tdw1> ; [http://enipedia.tudelft.nl/wiki/Texas\\_Dispatchable\\_Wind\\_General\\_Compression](http://enipedia.tudelft.nl/wiki/Texas_Dispatchable_Wind_General_Compression)

<sup>18</sup> Voir le lien : [http://www.mines-telecom.fr/wp-content/uploads/2014/11/8-Colloque\\_IMT\\_Hadj-Hassen.pdf](http://www.mines-telecom.fr/wp-content/uploads/2014/11/8-Colloque_IMT_Hadj-Hassen.pdf)

<sup>19</sup> Voir le lien : <http://www.nppd.com/innovation/compressed-air-storage-project/>

<sup>20</sup> Arrêt du projet (après environ 10 M\$ d'investissement) car la porosité de l'aquifère n'est pas suffisante pour opérer dans des conditions économiques rentables (<http://www.sandia.gov/ess/publications/120388.pdf>).

Tableau 3 : Projets de stockage souterrain d'air comprimé en Europe

Nom / Lieu	Type de stockage	Profondeur	Temps de décharge	Type de CAES	Puissance	Pression maximale	Mise en service possible
ADELE (voir § 3.2.1)	Cavité saline	nc	5 h	AA-CAES	200 MW	65 bars	2018 <sup>22</sup>
Fraunhofer UMSICHT <sup>23</sup>	Cavité saline	nc	8 h	AA-CAES	35 MW	nc	nc
Université de Braunschweig	Aquifère	nc	24 h	nc	1622 MW	nc	nc
Loderio, Suisse <sup>24</sup>	Cavité minée (ancien tunnel)	nc	nc	AA-CAES	nc	100 bars	nc
Larne, Irlande <sup>25</sup>	Cavité saline	700 m	8 h	CAES	268 MW	nc	2020
Hokkaido, Japon <sup>26</sup>	Cavité minée (roche cristalline)	450 m	4 h	CAES	2 MW	40 à 80 bars	Arrêté après la phase de test
Tafjord Norvège <sup>27</sup>	Cavité minée (roche dure fracturée)	440 m	nc	CAES	nc	65 à 77 bars	Test réalisé dans les années 1980

<sup>21</sup> Voir les liens : <http://www.pge.com/en/about/environment/pge/cleanenergy/caes/index.page> ; <http://energy.gov/nepa/ea-1752-pacific-gas-electric-company-pge-compressed-air-energy-storage-caes-compression-testing> ; <http://energy.gov/sites/prod/files/2014/05/f15/EA-1752-FEA-2014.pdf>

<sup>22</sup> D'après Jacques Ruer (<http://www.fondation-tuck.fr/upload/docs/application/pdf/2015-02/presentation-jacques-ruer.pdf>), qui cite l'article de Die Welt du 19/09/2014 (<http://www.welt.de/wissenschaft/article132414967/Wie-man-Energie-aus-Luftgewinnt.html>), le projet serait à présent congelé pour des raisons économiques

<sup>23</sup> Voir le lien : <http://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/en/documents/annual%20reports/annual-report-2013-fraunhofer-umsicht.pdf>

<sup>24</sup> Voir le lien : <http://www.alacaes.com/>

<sup>25</sup> Voir les liens : <http://www.energystorageforum.com/asia/uncategorized/compressed-air-energy-storage-facility-built-northern-ireland> ; <http://www.bgs.ac.uk/gsni/energy/storage/>

<sup>26</sup> Les références, (Yokoyama et al., 2002) par exemple, sont écrites en Japonais. Ce cas est mentionné par F. Guyard (<http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=stockage-agnes>), H-M Kim et al. (2012) et H. Hadj-Hassen et al. (2014).

<sup>27</sup> (Kjorholt et al., 1992) : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/088677989290042G>

## 4. CADRE RÉGLEMENTAIRE

A ce jour, Il n'existe pas de réglementations spécifiques (environnementales et de sécurité) se rapportant aux stockages souterrains d'air comprimé. Elles pourraient être élaborées à terme à partir des réglementations existantes listées ci-après.

Réglementations relatives aux stockages souterrains :

- **Code minier** ([http://www.ineris.fr/aida/consultation\\_document/33407#](http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/33407#)). Le nouveau code minier couvre l'exploitation de gisements de minéraux, sel inclus, ou d'hydrocarbures liquides ou gazeux (*LIVRE I : le régime légal des mines*) et l'exploitation des autres substances minérales (*LIVRE III : le régime légal des carrières*). Un certain nombre d'articles traitent des stockages souterrains (*LIVRE II : le régime légal des stockages souterrains*) mais ne concernent pas spécifiquement les stockages d'air comprimé ;
- **Décret n°2006-648 du 2 juin 2006** relatif aux titres miniers et aux titres de stockage souterrain - version consolidée au 01 décembre 2015 (<http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000790913&categorieLien=cid>) ;
- **Code de l'environnement** en particulier le *LIVRE II : Milieux physiques* ([http://www.ineris.fr/aida/consultation\\_document/1761](http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/1761))<sup>28</sup> et le *Livre V : Prévention des pollutions, des risques et des nuisances* ([http://www.ineris.fr/aida/consultation\\_document/1767](http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/1767))<sup>29</sup>. Ces textes ont été récemment modifiés par la **Loi n° 2015-992 du 17/08/15** relative à la transition énergétique pour la croissance verte ([http://www.ineris.fr/aida/consultation\\_document/35948](http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/35948)) et l'**Ordonnance n° 2015-1324 du 22/10/15** relative aux plans de prévention des risques technologiques ([http://www.ineris.fr/aida/consultation\\_document/36459](http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/36459)).

Les stockages de gaz et hydrocarbures ont été intégrés au **Code minier** en 2003 et sont, depuis 2011, régis par le livre II du code minier (art. L211-2). A ce titre, les cavités ou formations souterraines 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. Les procédures qui régissent l'obtention des titres de stockages souterrains sont définies dans le **Code minier** et précisées dans le **Décret 2006-648**.

<sup>28</sup> Le *LIVRE II* décrit, dans le « *Chapitre IX : Effet de serre* » du « *Titre II : Air et atmosphère* », les mesures à prendre dans le cas de recherche ou d'exploitation ou de mise à l'arrêt des stockages de dioxyde de carbone.

<sup>29</sup> Il n'est pas établi que l'air comprimé soit un produit dangereux ou polluant. Son stockage peut toutefois induire des risques, en particulier en gisement déplété du fait de la présence d'hydrocarbure gazeux résiduel. L'exploitation du stockage nécessite également de récupérer et de traiter les condensats (lié à l'humidité de l'air).

En ce qui concerne les travaux de stockages souterrains, ceux-ci sont soumis au **Code minier** lorsqu'ils précèdent la mise en exploitation (travaux de reconnaissance géophysique, forages de puits de recherche, créations de cavités, aménagements de surface, essais d'injection-soutirage). En revanche, les travaux d'exploitation (y compris d'arrêt définitif) sont désormais régis par le **Code de l'environnement**<sup>30</sup>.

#### Réglementations relatives aux équipements sous pression :

- **Décret n° 2015-799 du 01/07/15** relatif aux produits et équipements à risques ([http://www.ineris.fr/aida/consultation\\_document/35671](http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/35671))<sup>31</sup> ;
- **Arrêté du 15/03/00** relatif à l'exploitation des équipements sous pression ([http://www.ineris.fr/aida/consultation\\_document/5511](http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/5511)) ;
- **Circulaire du 06/03/06** relative à la réglementation des équipements sous pression ([http://www.ineris.fr/aida/consultation\\_document/7425](http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/7425)) ;
- **Arrêté du 04/10/10** relatif à la prévention des risques accidentels au sein des installations classées pour la protection de l'environnement soumises à autorisation ;
- **Rubrique ICPE n°2920** relative aux installations de compression fonctionnant à des pressions effectives supérieures à 100 kPa et comprimant ou utilisant des fluides inflammables ou toxiques

Les dangers relatifs aux équipements sous pression ne sont pas directement reconnus par la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement. La rubrique ICPE la plus proche est la n°2920 mais concerne la compression des fluides inflammables ou toxiques.

#### Réglementations relatives aux installations de production d'électricité :

- **Code de l'énergie**  
([http://www.ineris.fr/aida/sites/default/files/gesdoc/81904/code\\_energie\\_220\\_82015.pdf](http://www.ineris.fr/aida/sites/default/files/gesdoc/81904/code_energie_220_82015.pdf)) ;
- **Décret n° 2000-877 du 07/09/00** relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité  
([http://www.ineris.fr/aida/consultation\\_document/3003#3004](http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/3003#3004)) ;
- **Décret n° 2007-1307 du 04/09/07** pris en application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et portant dispositions transitoires ([http://www.ineris.fr/aida/consultation\\_document/2607#2608](http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/2607#2608)) ;
- **Décret n° 2006-1118 du 05/09/06** relatif aux garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou par cogénération ([http://www.ineris.fr/aida/consultation\\_document/2701#2702](http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/2701#2702)).

---

<sup>30</sup> Loi n° 2015-1567 du 02/12/2015 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine de la prévention des risques (article 10)

<sup>31</sup> Ce décret abroge le Décret n° 99-1046 du 13/12/99 relatif aux équipements sous pression ([http://www.ineris.fr/aida/consultation\\_document/3019](http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/3019)) et vient modifier le « Titre V : Dispositions particulières à certains ouvrages ou certaines installations (partie réglementaire) » du « Livre V : Prévention des pollutions, des risques et des nuisances » du code de l'environnement.

## **5. IDENTIFICATION GLOBALE DES RISQUES POTENTIELS LIÉS AU STOCKAGE SOUTERRAIN D'AIR COMPRIMÉ**

Nous nous limiterons aux cas des stockages d'air comprimé en souterrain. Dans le cas où le stockage d'air est réalisé en surface, un risque spécifique lié aux conditions de stockage de l'air à haute pression dans une enceinte non confinée « géologiquement » serait notamment à considérer. Dans le cas envisagé ici, il convient donc de distinguer :

- la partie souterraine comprenant la cavité de stockage d'air, la cavité de stockage de chaleur dans le cas des AA-CAES (si elle est réalisée en souterrain), les puits d'injection / soutirage et leurs équipements (cuvelage, cimentation, vannes de sécurité ...), galeries et recoupes d'accès (dans le cas des stockages d'air en cavité minées), connexions diverses entre cavités ;
- les installations de surface, comprenant les pipelines, les compresseurs, les turbines (détendeurs), l'enceinte de stockage de chaleur dans le cas des AA-CAES (si elle est réalisée en surface) l'échangeur de chaleur, et les équipements de séchage et de filtrage.

Cette évaluation se base sur le retour d'expérience présenté précédemment et sur les documents de synthèse suivants : Crotigno et al. (2008) ; Bauer et Pfeifle (2010) ; Charmoille (2010) ; Lahaie et al (2011) ; Farret et al. (2012).

### **5.1 RISQUES LIÉS À LA PARTIE SOUTERRAINE DU STOCKAGE**

Les principaux risques sont les suivants :

**=> risque d'endommagement de la paroi de la cavité de stockage d'air (ou de son revêtement) conduisant à des fuites d'air (et donc en particulier à une perte d'efficacité du stockage)**

Les cavités de stockage d'air comprimé sont soumises à variations cycliques de température et de pression. Pour les CAES, les valeurs peuvent varier de 10 à 40 °C) et de 15 à 70 bars avec des chutes de pression rapides jusqu'à 15 bars/heure (voir Tableau 1). Les projets de stockage adiabatique<sup>32</sup> prévoient par ailleurs que la cavité de stockage d'air soit soumise à des températures voisines de 50°C et des pressions maximales de 65 à 80 bars (pour les cavités salines) et de 100 à 150 bars (pour des cavités minées).

Si la paroi de la cavité (ou de son revêtement éventuel, dans le cas des cavités minées) est soumise à des sollicitations trop importantes ou trop rapides, elle est susceptible de s'endommager (Fokker et al., 1993 ; Bérest et al., 2012 ; Rutqvist et al., 2012 ; Wisetsean et al., 2015 ; Zhou et al., 2015). Cela peut conduire à une réduction des caractéristiques de perméabilité de la paroi et induire des fuites d'air préjudiciables en particulier à l'efficacité du procédé.

---

<sup>32</sup> Informations provenant notamment du programme ANR SEARCH pour le stockage de gaz en cavité minée (voir figure A1 de l'annexe A), du programme ANR SACRE et du projet ADELE (voir tableau 3) pour le stockage de gaz en cavité saline.

Le choix des cavités salines pour stocker l'air comprimé peut apparaître comme la solution la mieux adaptée compte tenu de la très faible perméabilité du sel<sup>33</sup>. Toutefois, ses caractéristiques mécaniques peuvent être inférieures à celles des roches dures généralement retenues pour les cavités minées.

Par ailleurs, le sel est plus sensible à la température que la plupart des roches. Son point de fusion (800 °C) est très faible comparé aux autres roches. De ce fait, le sel est inadapté au stockage de chaleur. De plus, son coefficient de dilatation thermique (3 fois plus élevé que la moyenne des roches), son fluage accéléré d'une manière exponentielle avec la température et sa conductivité thermique élevée (3 fois la moyenne des roches) soulèvent le caractère sensible du stockage souterrain en cavité saline, sous l'effet de la température notamment de variations rapides induites par des cycles d'injection-soutirage du produit stocké.

Par ailleurs, en cas d'endommagement du sel, sa perméabilité pourrait augmenter de façon importante (plusieurs ordres de grandeur). La présence d'air humide pourrait toutefois contribuer, dans certaines conditions, à une cicatrization des parois de sel après leur endommagement.

Dans le cas des cavités minées, le risque de fuite d'air est accru du fait de la plus forte perméabilité de la roche. Toutefois, lorsque la roche n'est pas trop perméable (comme dans le cas du projet de CAES dans l'Ohio – voir figure 7), l'impact peut être limité du fait de la fréquence des cycles d'injection/soutirage de l'air (la cavité n'a pas vocation à stocker l'air pendant plus de quelques jours). Dans le cas de roches plus perméables ou fracturées, il faudrait mettre en place (à moindre coût) un revêtement capable de rester suffisamment longtemps imperméable à l'air. L'alternative serait d'adapter le concept de confinement hydraulique<sup>34</sup> (« rideau d'eau »), parfois utilisé pour le stockage de gaz en cavité minée (des expériences ont déjà été réalisées au Japon et en Norvège – voir Tableau 3).

Pour limiter l'amplitude et l'extension de l'endommagement de la roche encaissant le stockage, deux dispositions sont à prendre :

- borner la pression entre une valeur minimale et une valeur maximale. Dans le cas d'Huntorf (stockage en cavité saline), ces valeurs étaient de 43 et 70 bars pour une cavité située à une profondeur moyenne de 700 m. L'intervalle pourrait être a priori plus large dans le cas de stockages en cavité minées,

---

<sup>33</sup> Le piégeage des gisements de gaz, assuré au cours des temps géologiques par des formations salifères atteste de l'imperméabilité de cette roche à l'état intact (non perturbé par des ouvrages souterrains). Les mesures de laboratoire ou in situ confirment que la perméabilité du sel est très faible ( $10^{-19}$  à  $10^{-21}$  m<sup>2</sup>). Cela explique pourquoi les formations salifères (couches ou dômes de sel) sont retenues dans de nombreux pays pour le stockage de gaz, de liquides et de déchets solides.

<sup>34</sup> Le concept de confinement hydraulique a été utilisé en France pour les stockages d'hydrocarbure liquide (voir tableau D3 du rapport Charmoille et al. (2010) : <http://www.ineris.fr/centredoc/drs-08-86168-00481d-v12-1385385732.pdf>). Il existe également des cas de stockages d'hydrocarbure en cavités minées non revêtues utilisant ce concept en Corée (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0886779803000464>).

- ralentir autant que possible la vitesse d'injection-soutirage du fluide afin de ne pas exposer la cavité à des sollicitations thermomécaniques excessives et brutales. Dans le cas d'Huntorf, cette valeur a été limitée à 15 bars/heure (correspondant à un cycle par jour). Elle est bien plus élevée que la pratique concernant les stockages de gaz naturel (10 bars/jour) soumis à un cycle saisonnier<sup>35</sup> (et non quotidien). D'après certains auteurs (Bérest, Djakeun-Djizanne et al., 2012), les variations entre pressions minimales et maximales dans le cas du stockage souterrain d'air comprimé devraient toutefois restées plus modérées<sup>36</sup>.

### **=> risque d'instabilité locale ou de perte de volume de la cavité de stockage d'air comprimé**

Ce risque ne concerne que les cavités salines. Deux phénomènes sont à l'origine de ce risque : l'écaillage et le fluage.

L'écaillage est associé à la chute de blocs qui se détachent des parois de la cavité. Les inconvénients de l'écaillage dépendent des circonstances. La régularisation de la forme de la cavité par chute des hors-profils laissés par le lessivage ne pose en soi guère de problèmes (cas de la cavité de Huntorf – Crotigno, 2001), sauf si les blocs cassent dans leur chute les tubes suspendus dans la cavité. En revanche, la chute de blocs du toit (cas de la cavité de Kiel, Allemagne - Evans, 2008) peut remettre en cause l'étanchéité de la cavité si l'épaisseur du banc de sel laissé au toit de la cavité est insuffisante.

Le fluage induit des mouvements continus qui conduisent à une perte progressive du volume de la cavité. L'importance du fluage augmente de façon significative avec la température (donc avec la profondeur de la cavité). Ce phénomène a pu être constaté au cours de l'exploitation de cavités de stockage de gaz, notamment pour des cavités à grande profondeur<sup>37</sup>. Elle peut induire un léger affaissement de la surface du sol. Il faut noter que dans le cas du stockage de Huntorf, la perte de volume mesurée (entre 1984 et 2001) est restée relativement limitée.

---

<sup>35</sup> Cette pratique semble toutefois évoluer ces dernières années vers une augmentation de la fréquence des cycles (Gilhaus, 2007).

<sup>36</sup> Dans le cas de Huntorf et de McIntosh la différence entre pression min et max est de 30 bars au maximum (voir Tableau 1) alors qu'elle est supérieure à 100 bars dans le cas des stockages de gaz naturel.

<sup>37</sup> Gaz de France exploite des cavités de stockage de gaz à proximité de Tersanne depuis 1970. L'une d'entre elles, située à environ 1500 m de profondeur avait un volume initial d'environ 100 000 m<sup>3</sup>. Après 10 années d'exploitation, la perte de volume a été de 30 %. Après 35 années d'exploitation, la perte a atteint 50 %. Cette perte de volume, augmentée de celles des autres cavités, a occasionné en surface un faible affaissement de 4 cm entre 1983 et 1988, en dépit de la profondeur importante de la cavité (Durup, 1991 ; Charmoille et al. 2010).

### **=> risque de soulèvement de la surface du sol**

Ce risque concerne les cavités minées situées à faible profondeur. Il a été étudié par Perazzelli et al. (2015) qui a montré que les fortes pressions d'air dans la cavité de stockage peuvent induire, dans certaines conditions, une fracturation du recouvrement et un soulèvement de la surface du sol. Ce phénomène pourrait être évité en veillant à ce que la pression du fluide au sein du stockage reste toujours bien inférieure à la pression lithostatique résultant du poids des terrains de recouvrement de la cavité de stockage (sous réserve qu'un stockage sous faible pression soit économiquement viable).

### **=> risques plus spécifiques aux stockages d'air comprimé en aquifère ou en gisement déplété**

Les risques suivants ont été soulignés :

- risque de fuite de l'air stocké si le recouvrement (caprock) n'a pas les propriétés requises ou si la pression de stockage de l'air est trop importante (Swensen, 1994 ; Hydrodynamics Group, 2009 ; Marchese, 2009) ;
- risque de modification du pH, de la salinité, de la minéralogie, de la composition microbienne du réservoir du fait de la présence d'oxygène qui pourrait induire une modification de la porosité et de la perméabilité du réservoir (Kirk et al., 2010) ;
- risque de combustion spontanée dans les réservoirs déplétés du fait de la présence simultanée d'oxygène et de gaz résiduel pouvant conduire à un endommagement du réservoir et à une modification de l'air stocké (Grubelich et al., 2010).

### **=> risque d'endommagement et de perte d'efficacité du stockage de chaleur (utilisé dans le cas des stockages adiabatiques AA-CAES)**

Le stockage de chaleur va être soumis à des pressions et des températures très importantes (jusqu'à 600 à 700 °C et 150 bars)<sup>38</sup>. Ces conditions risquent à terme d'endommager le revêtement et d'altérer ses différentes fonctions : isolation hydraulique (fuite d'air) et isolation thermique (perte de chaleur). Les solutions testées à ce jour n'ont pas donné entière satisfaction.

### **=> risque de perte d'étanchéité des ouvrages d'accès (puits, descenderies ou plus généralement toutes les connexions entre les cavités et les infrastructures de surface)**

Le retour d'expérience de Huntorf a mis en évidence les risques de corrosion liés à l'humidité et/ou la salinité de l'air. Des matériels spécifiques doivent être utilisés et des protocoles doivent être mis en œuvre pour éviter ce type de problèmes ou réduire le risque.

Cette perte d'étanchéité pourrait induire, selon les cas, une fuite diffuse pouvant mener à une perte d'efficacité du dispositif, un risque environnemental (voir point suivant) ou un risque d'éruption accidentelle de l'air sous pression.

---

<sup>38</sup> Le concept de régénérateur (ou stockage de chaleur) envisagé dans le cadre du programme ANR Search distingue toutefois les TES-HP (qui doivent résister à de forte pression et des températures modérées) et les TES-BP (qui doivent résister à de fortes températures et des pressions modérées) – voir figure 7.

### **=> risque environnemental et sanitaire**

Le développement des stockages souterrains d'air comprimé (et plus spécifiquement des stockages adiabatiques) aurait pour avantage de permettre le développement des ressources énergétiques intermittentes renouvelables (éolien, solaire) et la réduction des centrales thermiques d'appoint. Il réduirait ainsi les émissions de gaz à effet de serre et aurait un effet positif sur l'environnement.

Il convient toutefois d'étudier les conséquences d'une interaction de fuites d'air (particulièrement de l'oxygène qu'il contient) avec le recouvrement traversé. L'impact des impuretés que l'air pourrait contenir sur la qualité des eaux devrait également être évalué.

## **5.2 RISQUES LIÉS AUX INFRASTRUCTURES DE SURFACE**

### **=> risque concernant l'efficacité des compresseurs et des turbines**

Luo et al. (2013), Bullough et al. (2004) ont souligné que les conditions ( $P=650^{\circ}\text{C}$ ,  $P=100$  bars, humidité et salinité de l'air) pourraient être trop sévères pour les compresseurs et les turbines actuelles. Ces conditions pourraient conduire à des dysfonctionnements ou un vieillissement prématuré des matériaux.

### **=> risques liés à la présence d'air comprimé**

Le risque d'éclatement pneumatique des organes sous pression est reconnu depuis le XIXe siècle et est à l'origine de la réglementation des installations sous pression dont l'objectif premier est la protection des usagers. L'éclatement d'un organe sous pression d'air se traduit par l'émission d'une onde de choc et la propulsion de fragments (Heudier, 2013). Pour des organes de grandes dimensions, comme ceux employés dans la technologie CAES, les énergies de pression qui seraient induites par l'éclatement sous 100 bars d'un volume de  $10\text{ m}^3$  correspondent à la détonation d'une charge de 50 kg de TNT tandis que des fragments de l'enveloppe pourraient être projetés à plusieurs centaines de mètres de distance. Il faut également considérer les risques de dislocation des turbines et compresseurs s'accompagnant éventuellement de la projection à grande distances de morceaux. Ces dangers ne sont pas directement reconnus par la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement. La rubrique ICPE la plus proche est la n°2920 mais cette dernière concerne la compression des fluides inflammables ou toxiques prévoyant un régime d'autorisation. Compte tenu des dimensions en jeu, il serait prudent de s'intéresser à ces risques (circonstances et effets).

## **6. RECOMMANDATIONS SUR LES RECHERCHES ET ÉTUDES À PRÉVOIR**

Ces recommandations se basent sur des documents de synthèse rédigés par le MEDDE (Strang et al., 2010), l'ADEME (Biscaglia et al., 2011), sur les documents disponibles relatifs aux projets en cours, et sur quelques synthèses complémentaires (Ponsot-Jacquín & Bertrand, 2013 ; Luo et al., 2013 ; U. of California et al., 2011 ; C. Bullough et al., 2004).

Les points de convergence semblent être les suivants :

- Amélioration du rendement du stockage souterrain d'air comprimé : la compétitivité des CAES est affectée actuellement par leurs faibles rendements (42 % pour Huntorf, 54 % pour McIntosh). Ces derniers sont liés aux pertes de chaleur pendant les phases de compression et de détente, aux fuites d'air à travers l'ensemble du système CAES (dans la cavité de stockage d'air, mais également aux niveaux des compresseurs et des détendeurs). Les CAES adiabatiques pourraient réduire les pertes de chaleur et augmenter le rendement jusqu'à 70% ;
- Choix des matériaux pour un stockage de chaleur optimal : Il s'agit notamment de choisir entre un milieu liquide (huile) ou solide (pierre naturelle, béton, céramique, métal). L'option « liquide » pourrait être plus chère et plus complexe car elle nécessite la mise en place d'un échangeur thermique. L'option « solide » pourrait être plus efficace (surface d'échange plus importante) et moins chère (matériaux de stockage peu coûteux) mais elle nécessite de réaliser un stockage de chaleur sous pression. Les programmes en cours en France (notamment les projets ANR SEARCH et SACRE) ont permis d'identifier les performances de quelques matériaux « solides » qui absorbent et libèrent de la chaleur rapidement. Des compléments de recherche sont encore nécessaires pour faire avancer d'une manière industrielle dans ce domaine ;
- Amélioration de l'efficacité et de la durée de vie des revêtements des cavités de stockage : Compte tenu de la sévérité des sollicitations imposées ( $T_{max}$  de 600 à 700 °C dans le régénérateur,  $P_{max}$  de 80 à 150 bars et chute de pression de 10 bars/h dans la cavité de stockage d'air comprimé), les travaux réalisés dans le cadre des projets de stockage souterrain adiabatique AA-CAES en cours n'ont pas encore abouti à des résultats très satisfaisants. Par ailleurs, compte tenu des caractéristiques de l'air, l'exploitation des AA-CAES se révèlent beaucoup plus contraignantes que celles des stockages souterrains de gaz naturel. En effet, l'air s'échauffe davantage que le méthane, il est chimiquement plus actif (oxydant), il est humide (l'air injecté dans la cavité peut contenir jusqu'à 150 tonnes de vapeur d'eau par cycle de remplissage et sa condensation pourrait provoquer des dysfonctionnements) et pourrait contenir des polluants (dioxyde de carbone, oxydes d'azote, dioxyde de soufre, hydrogène sulfuré, méthane, ozone...). Les travaux réalisés dans le cadre des projets en cours (notamment l'ANR SEARCH) ont mis en évidence que ces polluants sont susceptibles de se concentrer dans l'eau de condensation et d'être à l'origine de corrosion ;

- Amélioration des caractéristiques des compresseurs : sans l'utilisation de refroidissement intermédiaire, la température de l'air à l'intérieur du compresseur peut dépasser 650°C. Cet effet, conjugué à la forte pression de compression (jusqu'à 100 bars), crée un environnement qui est trop agressif pour les compresseurs disponibles actuellement. Des travaux de R & D sont nécessaires pour disposer des matériaux plus résistants et plus étanches ;
- Amélioration des performances des turbines : Il s'agit de développer des turbines capables de fonctionner sous forte pression et à fort débit avec des variations de régime importantes (Bullough et al., 2004 : concept de « sliding pressure air turbine »), sans parler des contraintes chimiques liées à la présence d'air humide (et éventuellement chargé en sel) ;
- Besoin d'outils logiciels pour l'analyse complète du fonctionnement CAES en interaction avec le réseau électrique : Un outil de modélisation pour la simulation complète du système aidera à comprendre sa dynamique et permettra son optimisation. Il pourrait également apporter une aide à la stabilisation des profils de température et de pression dans le stockage de chaleur. Les résultats des projets en cours ont montré en effet qu'une dérive de quelques degrés à l'entrée ou la sortie du stockage de chaleur suffit à déséquilibrer le fonctionnement de l'AA-CAES ;
- Besoin d'une carte des possibilités de stockages souterrains : les CAES en fonctionnement considèrent tous un stockage d'air dans des cavités salines. Une recherche est nécessaire pour identifier des solutions alternatives (en cohérence avec les sollicitations thermo-hydro-mécaniques imposées), en incluant les aspects économiques liés à la construction des cavités (60 % du coût total aujourd'hui) et ceux liés à son démantèlement ou son recyclage ;
- Evaluation de l'impact environnemental d'un stockage souterrain d'air comprimé : il s'agit notamment d'évaluer l'impact de fuites d'air chaud et humide (et éventuellement chargé en impuretés) sur la qualité des aquifères ;
- Développement des méthodes d'auscultation de l'état des puits d'accès : il s'agit d'évaluer la fiabilité des méthodes d'auscultation existante (et d'innover au besoin) pour quantifier le vieillissement et la perte d'étanchéité des matériaux utilisés ;
- Développement des méthodes de surveillance des signes précurseurs de fissuration de la roche et de fuite de fluides ;
- Etude comparative des avantages-inconvénients du stockage souterrain d'air comprimé par rapport à d'autres options étudiées dans le contexte de la transition énergétique : cette étude devra prendre la forme d'une analyse de cycle de vie en intégrant l'ensemble des aspects économiques, écologiques et technologiques.

## 7. RÉFÉRENCES

**ADEME** (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie), **Club Stockage d'énergies de l'ATEE** (Association technique énergie environnement), de **IFP Energies nouvelles** et de **GDF Suez**, 2014 : « *Stockage d'énergie - La clé de la transition Energétique* », Cahier spécial de « La Recherche » (n°488), juin (<http://www.presse.ademe.fr/wp-content/uploads/2014/06/LA-RECHERCHE-STOCKAGE-%C3%89NERGIE-8-PAGES.pdf>) ;

**Albertini J.-P.** et **C. Larrieu** du Commissariat Général au Développement Durable (CGDD), 2013 : « *Les filières industrielles stratégiques de l'économie verte : enjeux et perspectives* », Collection « RéférenceS » de la Délégation au développement durable (DDD) du Commissariat Général au Développement Durable (CGDD), mars ([http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Ref\\_-\\_Filières.pdf](http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Ref_-_Filières.pdf)) ;

**Bauer S.-J., Pfeifle T.W.**, 2010 : « *Potential Risks Associated with Underground CAES* », 2nd Compressed Air Energy Storage (CAES) Conference & Workshop, pp 395-414 ([http://www.clca.columbia.edu/CAES2workshop\\_proceedings.pdf](http://www.clca.columbia.edu/CAES2workshop_proceedings.pdf)) ;

**Bauer S.-J., Broome S.**, 2010 : « *Material degradation (T-M-C-H effects) due to cyclic loading* », SAND2010-1805, 2nd Compressed Air Energy Storage (CAES) Conference & Workshop, Columbia University, 20-21 oct ([http://www.clca.columbia.edu/CAES2workshop\\_proceedings.pdf](http://www.clca.columbia.edu/CAES2workshop_proceedings.pdf)) ;

**Bérest P. et al.**, 2012 : « *Séminaire mi-parcours du programme ANR SACRE* », Programme Stockage de l'Energie 2010, Paris, 4 décembre (<http://www.agence-nationale-recherche.fr/fileadmin/documents/2012/SACRE-mi-parcours-2012.pdf>) ;

**Bérest P., H. Djakeun-Djizanne, B. Brouard, G. Hévin**, 2012 : « *Rapid Depressurizations: Can they lead to irreversible damage?* », SMRI. SMRI Spring Conference, 23-24 avril 2012, Regina, Canada, SMRI, pp.63-86 (<https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00787107/document>) ;

**Bérest P.**, 2013 : « *Stockage d'air comprimé en cavité saline (projet SACRE)* », contribution du Laboratoire de Mécanique des Solides, Ecole Polytechnique au séminaire « Stockage de l'énergie Quelles technologies ? Pour quelles applications ? pour Quand ? », 3-4 décembre (<http://www.asprom.com/seminaire/energie.pdf>) ;

**Biscaglia S., M. Gioria et N. Tonnet** de ADEME et un **groupe d'experts** (voir document), 2011 : « *Les systèmes de stockage d'énergie - Feuille de Route Stratégique* », avril, 31 pp, réf. 6919 (<http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/6919-feuille-de-route-stockage-energie.pdf>) ;

**Brouard B., P. Bérest, H. Djakeun-Djizanne, A. Frangi**, 2012 : « *Mechanical stability of a salt cavern submitted to high-frequency cycles* », P. Bérest, M. Ghoreychi, F. Hadj-Hassen, M. Tijani. Mechanical Behavior of Salt VII, Apr 2012, France. Taylor & Francis Group, pp.381-390 (<https://hal-polytechnique.archives-ouvertes.fr/hal-00786817/document>) ;

- Bullough C., C. Gatzen, C. Jakiel, M. Koller, A. Nowi, S. Zunft**, 2004 : « *Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Integration of Wind Energy* », Proceedings of the European Wind Energy Conference, EWEC 2004, 22-25 November 2004, London UK ([http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Zeitschriften/2004/04\\_11\\_23\\_EWEC\\_Paper\\_Final.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Zeitschriften/2004/04_11_23_EWEC_Paper_Final.pdf)) ;
- Charmoille A., Thoraval A., Lahaie F.**, 2010 : « *Synthèse de l'état des connaissances et des pratiques en matière d'abandon des stockages souterrains* », INERIS-DRS-08-86168-00481D, 11/01/2010 (<http://www.ineris.fr/centredoc/drs-08-86168-00481d-v12-1385385732.pdf>) ;
- Crotogino F., K.-U. Mohmeyer, R. Scharf**, 2001 : « *Huntorf CAES: more than 20 years of successful operation* », Spring 2001 Meeting, Orlando, Florida, USA, 15-18 April ([http://www.fze.uni-saarland.de/AKE\\_Archiv/AKE2003H/AKE2003H\\_Vortraege/AKE2003H03c\\_Crotogino\\_ea\\_Huntorf\\_CAES\\_CompressedAirEnergyStorage.pdf](http://www.fze.uni-saarland.de/AKE_Archiv/AKE2003H/AKE2003H_Vortraege/AKE2003H03c_Crotogino_ea_Huntorf_CAES_CompressedAirEnergyStorage.pdf)). Traduction française par J. Estivalet « *Le stockage d'air comprimé de HUNTORF : plus de 20 ans de succès dans l'exploitation* » ([http://www.inter-mines.org/docs/2013084315\\_stock2006\\_13.pdf](http://www.inter-mines.org/docs/2013084315_stock2006_13.pdf)) ;
- Crotogino F. and S. Huebner**, 2008: « *Energy Storage in Salt Caverns/Developments and Concrete Projects for Adiabatic Compressed Air and for Hydrogen Storage* », Spring 2008, Solution Mining Research Institute Technical Conference, Porto, Portugal, April 28-29 ;
- Damjanac B., C. Carranza-Torres, R. Dexter**, 2002: « *Technical Review of the Lined Rock Cavern (LRC) concept and design methodology: Steel liner response* », Itasca Consulting Group Inc., Août ;
- De Samaniego Steta F.**, 2010: « *Modeling of an Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (AA-CAES) Unit and an Optimal Model-based Operation Strategy for its Integration into Power Markets* », Master Thesis, Zurich, October ([https://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx\\_ethpublications/Samaniego\\_2010.pdf](https://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/Samaniego_2010.pdf)) ;
- Djakeun-Djizanne H., P. Bérest, B. Brouard**, 2014 : « *The Mechanical Stability of a Salt Cavern Used for Compressed Air Energy Storage (CAES)* », SMRI Spring Meeting, Solution Mining Research Institute, San Antonio, TX, USA (<http://www.brouard-consulting.com/?q=node/135>) ;
- Durup J.G.**, 1991 : « *Relationship between subsidence and cavern convergence at Tersanne (France)* », S.M.R.I., spring meeting, Atlanta, USA ;
- ENEA Consulting** (société de conseil spécialisée sur les enjeux de l'énergie et du développement durable), 2012 : « *Le stockage d'énergie : enjeux, solutions techniques et opportunités de valorisation* », mars ([http://www.investinhauteprovence.com/mediatheque/ENEA\\_Consulting\\_Le\\_Stockage\\_dEnergie.pdf](http://www.investinhauteprovence.com/mediatheque/ENEA_Consulting_Le_Stockage_dEnergie.pdf)) ;
- Evans D.J.**, 2008 : « *An appraisal of underground gas storage technologies and incidents, for the development of risk assessment methodology* », Report (RR605) prepared by the British Geological Survey for the Health and Safety Executive, 350 pages ([www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr605.pdf](http://www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr605.pdf)) ;
- Farret R, Thoraval A**, 2012: « *Retour d'expérience des incidents et accidents sur des sites d'exploitation ou de stockage en milieu souterrain – application au stockage géologique du CO<sub>2</sub>* », Rapport INERIS DRS-12-126009-13886B (<http://www.ineris.fr/centredoc/drs-12-126009-13886b-unique-1397139450.pdf>) ;

- Favrat D., L. Borel**, 2012 : « *Thermodynamique et énergétique (Volume 1)- De l'énergie à l'exergie* », ISBN: 2-88074-545-4, nouvelle édition entièrement revue et augmentée, 832 pages ;
- Finkenrath M., Pazzi S., D'Ercole M., Marquardt R., Moser P., Klafki M., Zunft S**, 2009 : « *Status and Technical Challenges of Advanced Compressed Air Energy Storage (CAES) Technology* », International Workshop on Environment and Alternative Energy, Munich, Germany ([https://www.researchgate.net/publication/256091143\\_Status\\_and\\_Technical\\_Challenges\\_of\\_Compressed\\_Air\\_Energy\\_Storage\\_%28CAES%29\\_Technology](https://www.researchgate.net/publication/256091143_Status_and_Technical_Challenges_of_Compressed_Air_Energy_Storage_%28CAES%29_Technology)) ;
- Fokker PA, Kenter CJ, Rogaar HP**, 1993 : « *The Effect of Fluid Pressures on the Mechanical Stability of Rock Salt* », Seventh Symposium on Salt, vol. 1, pp75-82;
- Gilhaus A.**, 2007 : « *Natural Gas Storage in salt Caverns – Present Status, Developments and Future Trends in Europe* », SMRI Spring Meeting, Basel, Switzerland, 69-87 (<https://www.yumpu.com/en/document/view/7279276/natural-gas-storage-in-salt-caverns-present-trends-in-europe>) ;
- Grazzini G., A. Milazzo**, 2008: « *Thermodynamic analysis of CAES / TES systems for renewable energy plants* », Elsevier, Renewable Energy, vol. 33 (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148107003849>) ;
- Grimault L., L. Pellicer, M. Rautureau, V. Salmon, M. Crochet**, 2013 : « *Techniques et moyens de stockage de l'énergie* », Projet Scientifique d'Initiation à la Recherche (PSIR) – SEPA ([http://data.esaip.org/538e/cb9f/96016/PSIR\\_SEPA2013\\_GRIMAUPTPELLICER\\_RAUTUREAU\\_SALMON\\_6janvier2013.pdf](http://data.esaip.org/538e/cb9f/96016/PSIR_SEPA2013_GRIMAUPTPELLICER_RAUTUREAU_SALMON_6janvier2013.pdf)) ;
- Grubelich M.**, 2010 : « *Considerations for detonation potential for CAES in a depleted natural gas reservoir* », 2nd Compressed Air Energy Storage (CAES) Conference & Workshop, Columbia University, 20-21 oct ([http://www.clca.columbia.edu/CAES2workshop\\_proceedings.pdf](http://www.clca.columbia.edu/CAES2workshop_proceedings.pdf)) ;
- Hadj-Hassen F.**, 2013 : « *Le stockage adiabatique de l'air comprimé en cavités minées* », contribution du Centre de Géoscience de l'Ecole des Mines ParisTech Géosciences au séminaire « Stockage de l'énergie Quelles technologies ? Pour quelles applications ? pour Quand ? », 3-4 décembre (<http://www.asprom.com/seminaire/energie.pdf>) ;
- Hadj-Hassen F., A. El-Murr**, 2014 : « *Le stockage en souterrain de l'énergie sous forme d'air comprimé* », VIIIème Congrès International sur les Energies Renouvelables et l'Environnement (CERE), 19-21 Mars, Mahdia, Tunisie ([http://www.cere-tunisia.com/cere2014/Conf\\_PL1.pdf](http://www.cere-tunisia.com/cere2014/Conf_PL1.pdf)) ;
- Hartmann N., O. Vöhringer, C. Kruck, L. Eltrop**, 2012 : « *Simulation and analysis of different adiabatic Compressed Air Energy Storage plant configurations* », Applied Energy, Volume 93, May 2012, Pages 541–548 (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261911008014#>) ;
- Heudier**, 2013 : « *Les éclatements de capacités, phénoménologie et modélisation des effets -  $\Omega$  15* », rapport-ENERIS-DRA-12-125630-04945B ;
- Hydrodynamics Group**, 2009 : « *Norton compressed air energy storage* », (<http://hydrodynamics-group.com/mbo/content/view/16/40>) ;
- Jacquelin L.-M. (ENEA), A.-G. Bader (BRGM)**, 2014 : « *Le stockage souterrain de l'énergie* », Geosciences, pp.100-107 (<https://hal-brgm.archives-ouvertes.fr/hal-01061149/document>) ;

**Johansson J.**, 2003: « *High Pressure Storage of Gas in Lined Rock Caverns: Cavern wall design principles* », theses from Division of Soil & Rock Mechanics Royal Institute of Technology, Stockholm, Suède ;

**Kepplinger J., Crotofino F., Donadei S., M. Wohlers**, 2011 : « *Present trends in Compressed Air Energy and Hydrogen Storage in Germany* », SMRI Fall 2011 Technical Conference, York, United Kingdom, 3–4 October (<http://www.kbbnet.de/wp-content/uploads/2011/09/Present-trends-in-compressed-air-energy-and-hydrogen-storage-in-Germany1.pdf>) ;

**Kim Y.-M., D.-G. Shin, D. Favrat**, 2011 : « *Operating characteristics of constant pressure compressed air energy storage (CAES) system combined with pumped hydro storage based on energy and exergy analysis* », Energy 36 (2011) 6220-6233 (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544211004889>) ;

**Kim H.-M., J. Rutqvist , D.-W. Ryu, B.-H. Choi, C. Sunwoo, W.-K. Song**, 2012 : « *Exploring the concept of compressed air energy storage (CAES) in lined rock caverns at shallow depth: A modeling study of air tightness and energy balance* », Applied Energy, Volume 92, April 2012, Pages 653–667 (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261911004582>) ;

**Kim Y.-M., J.-H. Lee, S.-J. Kim and D. Favrat**, 2012 : « *Potential and Evolution of Compressed Air Energy Storage: Energy and Exergy Analyses* », Entropy 2012, 14, 1501-1521(<file:///C:/Users/Thoraval/Downloads/entropy-14-01501.pdf>) ;

**Kirk M. et al.**, 2010 : « *Potential Microbial and Chemical Impact of CAES in a Sandstone* », SAND2010-4721, 2nd Compressed Air Energy Storage (CAES) Conference & Workshop, Columbia University, 20-21 oct ([http://www.clca.columbia.edu/CAES2workshop\\_proceedings.pdf](http://www.clca.columbia.edu/CAES2workshop_proceedings.pdf)) ;

**Komatsubara T. and al.**, 2008: « *Advanced Natural Gas Storage (ANGAS) project and verification tests of experimental Lined Rock Cavern in Japan* », IGRC 2008, Paris ;

**Laeser T.** (CEA), 2012 : « *Le stockage stationnaire de l'énergie Technologies disponibles et recherches du CEA* », Dossier de Presse, octobre ([http://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-pt-vue/cea\\_stockage\\_energie.pdf](http://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-pt-vue/cea_stockage_energie.pdf)) ;

**Lahaie F., A. Thoraval**, 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* », rapport INERIS référencé INERIS-DRS-11-118134-02433A, décembre (<http://www.ineris.fr/centredoc/drs-11-118134-02433b-1385385850.pdf>) ;

**Luo X., J. Wang**, 2013 : « *Overview of current development on Compressed air energy storage* », EERA (European Energy Research Alliance) technical report ([http://www.cedren.no/Portals/Cedren/Overview%20of%20Current%20Development%20on%20Compressed%20Air%20Energy%20Storage\\_EERA%20report%202013.pdf](http://www.cedren.no/Portals/Cedren/Overview%20of%20Current%20Development%20on%20Compressed%20Air%20Energy%20Storage_EERA%20report%202013.pdf)) ;

**Mansson L., P. Marion, J. Johansson**, 2006 : « *Demonstration of the LRC gas storage concept in Sweden* », In. Proceedings of the world gas conference, Paper no. 2.2CS.03. Amsterdam, 5–9 June ;

**Marchese, D.**, 2009 : « *Transmission system benefits of CAES assets in a growing renewable generation market* », Energy Storage Association Annual Meeting ;

- Multon B., J. Aubry, P. Haessig, H. Ben Ahmed**, 2013 : « *Systèmes de stockage d'énergie électrique* », Techniques de l'ingénieur (ref. BE 8 100), avril (<https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/nouvelles-technologies-energies-renouvelables-et-stockage-42594210/systemes-de-stockage-d-energie-electrique-be8100/>) ;
- Odru P.**, 2013 : « *Le stockage de l'énergie* », 2e édition, 240 p., 4 septembre.
- Ponsot-Jacquin C. et J.-F. Bertrand**, 2013 : « *Les technologies actuelles de stockage et leur état de maturité* », site web de l'IFPEN (<http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Le-stockage-massif-de-l-energie/Les-technologies-actuelles-de-stockage-et-leur-etat-de-maturite>) ;
- Ponsot-Jacquin C. et J.-F. Bertrand**, 2013 : « *Stockage massif de l'énergie* », panorama proposé par l'IFP Energies Nouvelles (<http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/content/download/73050/1543700/version/2/file/08-VF-Panorama-2013-Le-stockage-massif-de-l-energie.pdf>) ;
- Ranque D.** (Président du comité stratégique) et al, 2011 : « *Les technologies clés : une prospective et un éclairage pour des décisions* », réalisé pour le compte du Ministère de l'Industrie, de l'Énergie et de l'Économie numérique ([http://www.entreprises.gouv.fr/files/files/directions\\_services/politique-et-enjeux/innovation/tc2015/technologies-cles-2015.pdf](http://www.entreprises.gouv.fr/files/files/directions_services/politique-et-enjeux/innovation/tc2015/technologies-cles-2015.pdf)) ;
- Rigollet C., Vernoux J.F.**, 2010 : « *Les aquifères en France – Etat des lieux* », présentation powerpoint du BRGM, 23 novembre ([http://www.gep-aftp.com/upload/ressources/textes\\_conferences/19\\_novembre\\_2010\\_protection\\_des\\_aquiferes/crigollet.pdf](http://www.gep-aftp.com/upload/ressources/textes_conferences/19_novembre_2010_protection_des_aquiferes/crigollet.pdf)) ;
- Rufer A., Lemofouet S.**, 2006 : « *Stockage d'énergie par air comprimé: un défi pour les circuits d'électronique de puissance* », EPF 2006 : 11ème édition, Électronique de Puissance du Futur, Grenoble, France, 5-6 July ([http://lemondeenchantier.com/Fichiers/rufer\\_lemofouet\\_epf\\_06.pdf](http://lemondeenchantier.com/Fichiers/rufer_lemofouet_epf_06.pdf)) ;
- Rutqvist J., H.-M. Kim, D.-W. Ryu, J.-H. Synn, W.-K.Song**, 2012 : « *Modeling of coupled thermodynamic and geomechanical performance of underground compressed air energy storage in lined rock caverns* », International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, Volume 52, June 2012, Pages 71–81 (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1365160912000408>) ;
- RWE**, 2010 : « *ADELE – adiabatic compressed-air energy storage for electricity supply* », (<https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/en/391748/data/364260/1/rwe-power-ag/innovations/Brochure-ADELE.pdf>) ;
- Sofregaz US Inc., LRC consortium**, 1999: « *Commercial potential of Natural Gas Storage in Lined Rock Cavern* », US Department of Energy, USA, November ;
- Succar, S. et al.**, 2008 : « *Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, and Applications for Wind Power* », Princeton Environmental Institute ([https://www.princeton.edu/pei/energy/publications/texts/SuccarWilliams\\_PEI\\_CAES\\_2008April8.pdf](https://www.princeton.edu/pei/energy/publications/texts/SuccarWilliams_PEI_CAES_2008April8.pdf)) ;
- Swensen, E. et al.**, 1994 : « *Evaluation of Benefits and Identification of Sites for a CAES Plant in New York State* », Energy Storage and Power Consultants, EPRI Report TR-104268 ;

- U. of California, Berkeley School of Law, U. of California, Los Angeles, U. of California, San Diego**, 2011 : « *2020 Strategic Analysis of Energy Storage in California* », Prepared for California Energy Commission, CEC-500-2011-047, November (<http://www.energy.ca.gov/2011publications/CEC-500-2011-047/CEC-500-2011-047.pdf>) ;
- Vadasz P.**, 1999 : « *Compressed air energy storage: optimal performance and techno-economical indices* », Int. J. Applied Thermodynamics, vol 2, n°2, pp. 69-80, june ;
- Wisetsaen S., C. Walsri, K. Fuenkajorn**, 2015 : « *Effects of loading rate and temperature on tensile strength and deformation of rock salt* », International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, volume 73, pages 10–14 (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1365160914002706>) ;
- Wolf D.**, 2011 : « *Methods for Design and Application of Adiabatic Compressed Air Energy Storage Based on Dynamic Modeling* », PhD thesis, RuhrUniversität Bochum, Germany (<http://publica.fraunhofer.de/documents/N-154651.html>) ;
- Yokoyama H., S. Shinohara, Y. Kato**, 2002 : « *Demonstrative operation of pilot plant for compressed air energy storage power generation* », Jpn. Electr. Power, Civ. Eng. Assoc, JEPOC J (en japonais) ;
- Zhou S.-W., C.-C. Xia, S.-G. Du, P.-Y. Zhang, Y. Zhou**, 2015 : « *An Analytical Solution for Mechanical Responses Induced by Temperature and Air Pressure in a Lined Rock Cavern for Underground Compressed Air Energy Storage* », Rock Mech Rock Eng, volume 48, pages 749–770 (<http://link.springer.com/article/10.1007%2Fs00603-014-0570-4#>).



## 8. LISTE DES ANNEXES

<b>Repère</b>	<b>Désignation</b>	<b>Nombre de pages</b>
Annexe A	Description des projets ANR SEARCH et SACRE	6 A4
Annexe B	Considérations énergétiques	5 A4



**ANNEXE A : DESCRIPTION DES  
PROJETS ANR SEARCH ET SACRE**

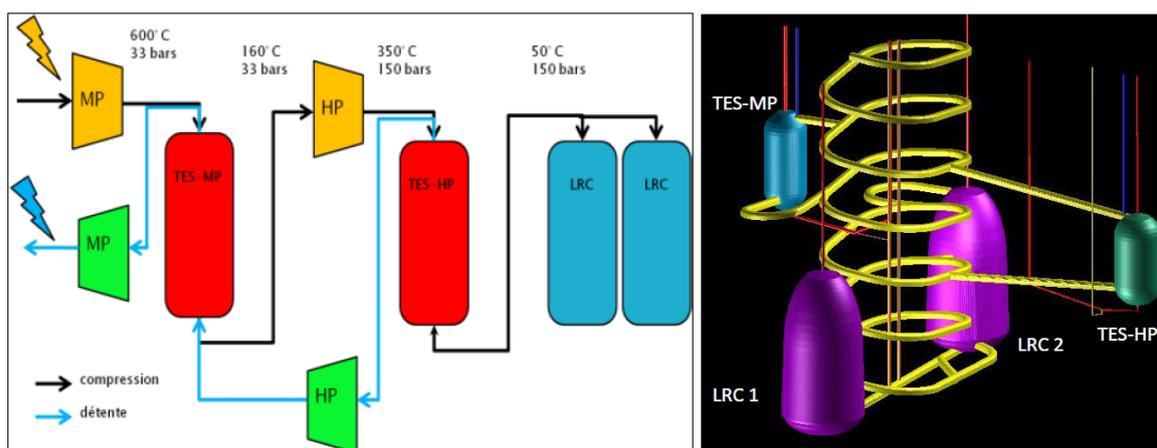


## A1) Description du projet ANR SEARCH et des résultats disponibles

Le projet SEARCH (Stockage d'Electricité par Air comprimé avec Récupération de la CHaleur de compression), cofinancé par l'ANR (Agence Nationale pour la Recherche), a réuni deux partenaires industriels, GDF SUEZ (devenu depuis ENGIE) et SAINT GOBAIN, et deux partenaires de recherche, MinesParistech/ARMINES et le CEA/LITEN. Il s'est déroulé sur 4 ans de 2009 à 2013 (Hadj-Hassen, 2013 ; Hadj-Hassen & El-Murr, 2014 ; ADEME et al., 2014).

Le projet repose sur le concept de CAES adiabatique combinant un stockage d'air comprimé en cavité minée (LRC : Lined Rock Cavern) avec un stockage de chaleur ou régénérateur (TES : Thermal Energy Storage). Il a permis la construction d'un pilote de stockage thermique (par le CEA) capable de résister à des températures de 600°C et des pressions relativement faibles, de 30 bars (Laeser, 2012).

Un des objectifs du projet visait à concevoir les différentes composantes du stockage souterrain adiabatique (compression, détente, stockage d'air comprimé, stockage de chaleur) de sorte qu'il puisse réaliser des cycles quotidiens stables compte tenu de l'importance des volumes stockés (>100000 m<sup>3</sup>) et des fluctuations importantes de pression, de température et de débit (Figure A1).



Le déficit principal portait sur le dimensionnement du stockage de chaleur. En effet, pendant la compression, le régénérateur (TES-HP) doit pouvoir délivrer un air dans une plage étroite de température (autour de 50 °C), afin d'éviter que la cavité de stockage d'air ne subisse un échauffement excessif en fin de compression, ou un refroidissement trop important en fin de détente. Parallèlement, ce régénérateur doit aussi être capable de réchauffer l'air alimentant la turbine haute pression durant la détente, à une température aussi proche que possible de celle atteinte en fin de compression. Le défi est alors d'éviter toute dérive thermique au cours des cycles successifs et de limiter les besoins de refroidissement du régénérateur, sources de pertes de rendement, entre deux chargements consécutifs.

Un revêtement spécifique doit être mis en place pour minimiser les pertes thermiques et les fuites d'air et pour assurer la tenue de la structure pour une durée de vie supérieure à 30 ans. Les performances d'un revêtement du type celui

proposé en Figure A2 ont été évaluées<sup>39</sup>. Il est constitué de matériaux isolants visant à limiter les pertes thermiques, puis d'un liner métallique pour garantir l'étanchéité et enfin d'un système de refroidissement actif installé sur le liner en vue de protéger le béton de soutènement et la roche hôte des sollicitations thermiques.

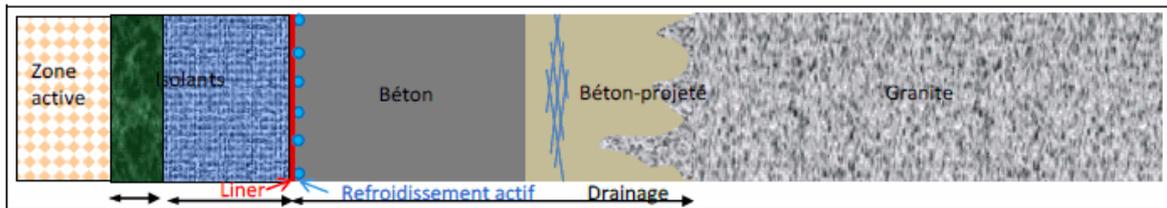
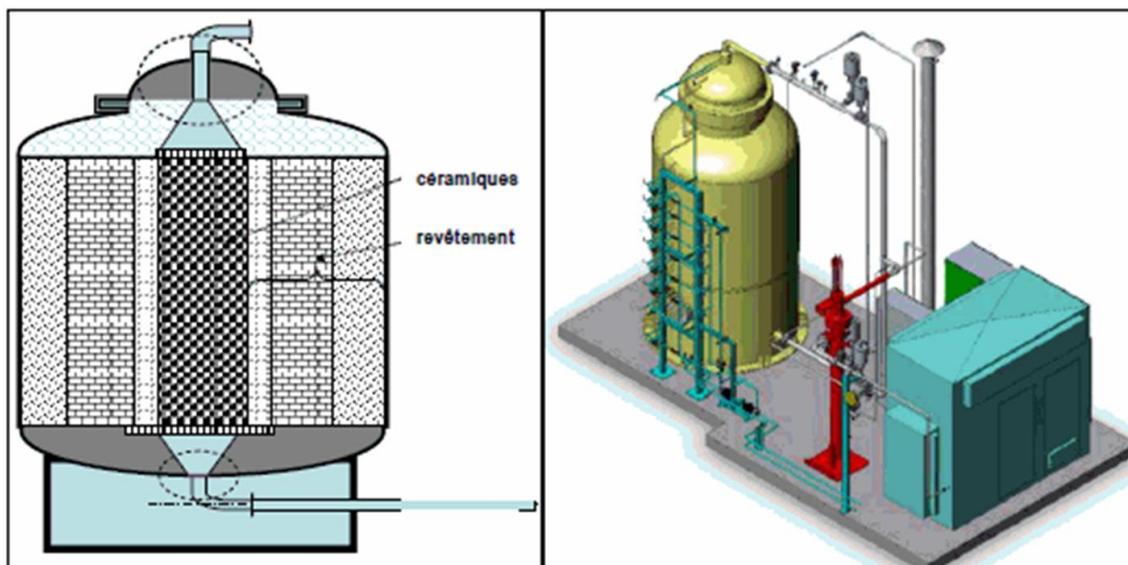


Figure A2 : Schéma de principe du revêtement du régénérateur utilisé pour le stockage thermique (d'après Hadj-Hassen & El-Murr, 2014)

Différentes options de revêtement du régénérateur ont été évaluées à partir de modélisations thermo-hydro-mécanique<sup>40</sup> couplées (El-Murr et al., 2013) et d'un modèle réduit<sup>41</sup> réalisé au CEA à Grenoble (Figure A3).



<sup>39</sup> Sa conception s'inspirent des travaux réalisés sur les sites Hokkaido au Japon et Skallen en Suède (Mansson et al., 2006, Hadj-Hassen & El-Murr, 2014), en combinant l'utilisation de matériaux très imperméables (revêtement en acier enrichi en carbone), et de matériaux plus déformables (béton, revêtement bitumineux) permettant une bonne répartition des déformations sans endommager les parties plus rigides du revêtement. Pour les travaux relatifs au dimensionnement des cavités minées revêtues voir également : (Sofregaz US Inc., 1999), (Damjanac et al., 2002), (Johansson, 2003), (Grazzini et al., 2008) et (Komatsubara et al., 2008).

<sup>40</sup> Cette modélisation a permis de rendre compte de mécanismes importants pouvant affecter le dimensionnement de la structure : phénomène de convection, chaleur de compression et dilatation thermique différentielle entre le fluide et le squelette, variation des propriétés des matériaux en fonction de la température et de la pression.

<sup>41</sup> Des essais ont été réalisés pour dimensionner : la taille des blocs et des briques constituant le revêtement, le rôle des joints dans chaque direction (radiale, tangentielle et verticale), les propriétés de ces joints (rigidité, épaisseur et remplissage), la rampe de chargement et le cyclage en température, la structure du schéma de revêtement (différents matériaux) et enfin le comportement avec l'air sec et l'air humide.

Figure A3 :Prototype de régénérateur de chaleur réalisé par le CEA  
(d'après Hadj-Hassen & El-Murr, 2014)

La durabilité des matériaux face au risque de corrosion en présence de solutions aqueuses formées par condensation de l'air humide a également été étudiée. Il s'agissait, pour chaque ouvrage du stockage (LRC « Lined Rock Cavern » : cavité de stockage, TES « Thermal Energy Storage » : régénérateur de chaleur), de préciser ses conditions de condensation en fonction des sollicitations (température et pression) appliquées. La résistance à la corrosion a été estimée en deux étapes complémentaires. La première étape a consisté à réaliser une série de tests de lixiviation chez SAINT-GOBAIN suivie d'une interprétation et d'une modélisation des résultats avec le logiciel CHESS dans le but d'établir les diagrammes de solubilité et les paramètres cinétiques intrinsèques de chacune des phases solides. Dans une seconde étape, le comportement à long terme des céramiques et du revêtement dans le régénérateur a été modélisé avec le logiciel HYTEC (code de calcul développé par MinesParisTech) couplant réactivité chimique, ruissellement des condensats et gradient thermique. Ce type de modélisation est illustré sur la Figure A4.

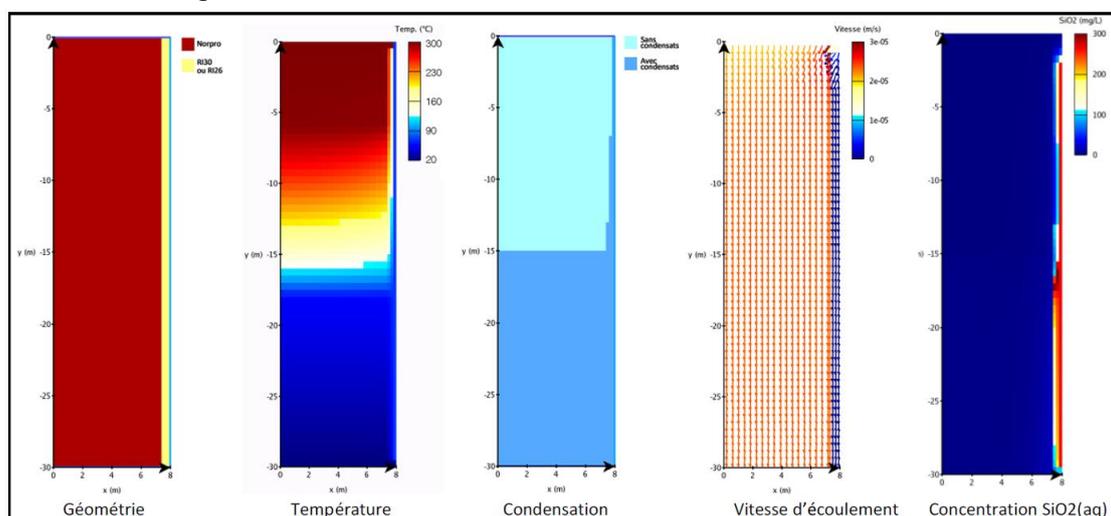


Figure A4 : Modélisation de la corrosion dans un régénérateur  
avec le logiciel HYTEC (d'après Hadj-Hassen & El-Murr, 2014)

## A2) Description du projet ANR SACRE et des résultats disponibles

Le projet ANR SACRE visait également à développer le concept de CAES adiabatique, le stockage d'air étant réalisé en cavité saline. Il rassemble les partenaires suivants : EDF, Geostock, Ecole Polytechnique, Promes à Perpignan, L2EP à HEI Lille). Il se déroulait sur 4 ans de 2011 à 2014 (P. Berest, 2013).

Le premier volet de SACRE devait réaliser une modélisation du système électrique français, permettant de dégager une localisation optimale des stockages. La rentabilité d'unité CAES devait être évaluée sur la base notamment d'une estimation de la diminution des besoins d'investissement (pour répondre au besoin en période de pointe) et de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. A mi-parcours, on notait pour ce volet les avancées suivantes (P. Bérest et al., 2012) :

- EDF a étudié la valorisation technico-économique d'un stockage souterrain d'air comprimé sur le marché français, étudié les performances des compresseurs et turbines travaillant à puissance variable, estimé des rendements et construit des chroniques d'exploitation pour les calculs thermomécaniques.
- L2EP-HEI a recensé les services rendus par un CAES au système électrique, proposé une méthode d'analyse statique du réseau et appliqué cette méthode au réseau 225/400 kV afin de définir les nœuds préférentiels d'implantation d'un CAES.

Un second volet concerne le dimensionnement des stockages d'air comprimé et des stockages de chaleur. La première étape de ce volet a consisté à établir une carte des sites potentiels de stockage souterrain d'air comprimé en France<sup>42</sup> et à réaliser un pré-dimensionnement pour trois types de stockage souterrain en aquifère, en cavité minée et en cavité saline (qui devrait, à terme, être accompagnée de fourchettes de coûts du kWh stocké<sup>43</sup>). Une étude de conception détaillée des cavités de stockage d'air comprimé devait également être réalisée (notamment par modélisation numérique), incluant les problèmes d'étanchéité, de corrosion des éléments métalliques par l'air salé, amplifié par les fluctuations journalières de pression et de température. Le dimensionnement du stockage de chaleur dans des conditions exigeantes (650°C, 70 bars, air chargé en sel) devrait lui être basé sur une caractérisation complète des matériaux choisis (pour le stockage de chaleur et le revêtement de la cavité) et sur la réalisation d'un petit prototype d'un m<sup>3</sup> de volume. A mi-parcours du projet, les avancées étaient les suivantes (Berest, 2012) :

- étude des propriétés thermo-physiques de trois matériaux (jusqu'à 800°C) dont des céramiques issues de déchets amiantés (Figure A5). Un modèle numérique de l'échangeur de chaleur a été mis au point, ainsi qu'un prototype permettant l'enchaînement des phases de stockage-déstockage de 300 à 600°C (sans prise en compte de la pression pour l'instant),

---

<sup>42</sup> Des éléments sont disponibles dans le séminaire mi-parcours du programme ANR SACRE (Bérest et al., 2012 - transparents 24, 25 et 26) et un exposé du BRGM (Rigollet et al., 2010 - transparent 32).

<sup>43</sup> D'après le lien : [http://www.agence-nationale-recherche.fr/suivi-bilan/editions-2013-et-anterieures/energie-durable/production-renouvelable-et-gestion-de-l-electricite/fiche-projet-stock-e-2010/?tx\\_lwmsuivibilan\\_pi2%5BCODE%5D=ANR-10-STKE-0006](http://www.agence-nationale-recherche.fr/suivi-bilan/editions-2013-et-anterieures/energie-durable/production-renouvelable-et-gestion-de-l-electricite/fiche-projet-stock-e-2010/?tx_lwmsuivibilan_pi2%5BCODE%5D=ANR-10-STKE-0006)



*Figure A5 : Banc d'essai de stockage/déstockage d'énergie sur matériaux recyclés (pour une gamme de température de 300 à 600°C) - Vue de la conduite d'air intérieure équipée de mélangeurs statiques et de plaques planes de stockage (contribution de PROMES, d'après Bérest, 2012)*

- analyse, à l'aide d'essais de laboratoire (Figure A6) et de modélisations numériques des effets thermomécaniques de cycles de compression/décompression rapide (Brouard et al., 2012 ; Djakeun-Djizanne et al., 2014). La suite prévue devait être la formulation d'un critère d'endommagement du sel sous chargement cyclique,



*Figure A6 : Banc d'essai pour l'étude du fluage du sel sous sollicitations cycliques (contribution du LMS-Ecole Polytechnique, d'après Berest, 2012)*



## **ANNEXE B : CONSIDÉRATIONS ÉNERGÉTIQUES**



### B1) Calcul de la densité énergétique de l'air comprimé

D'après F. De Samaniego Steta (2010 – page 7 et 8), si l'on assimile l'air à un gaz parfait dont la chaleur spécifique reste constante et si on considère en plus un processus de compression isotherme (cette hypothèse permet de simplifier les calculs en considérant que la température reste constante pendant la compression), le travail  $W$  lié à la compression de l'air de l'état initial ( $V_0$ ) à l'état final ( $V_1$ ) peut s'exprimer selon l'expression :

$$W = nRT \ln\left(\frac{V_0}{V_1}\right)$$

Ce travail  $W$  rapporté au volume initial  $V_0$ , permet de définir la densité énergétique comme suit :

$$\frac{W}{V_0} = P_0 \ln\left(\frac{V_0}{V_1}\right) = P_0 \ln\left(\frac{P_1}{P_0}\right)$$

En considérant, par exemple, un volume initial  $V_0 = 1 \text{ m}^3$  et une variation de pression de  $P_0 = 1 \text{ bars}$  ( $= 10^5 \text{ Pa}$ ) à  $P_1 = 100 \text{ bars}$ , on obtient : **0.46 MJ/m<sup>3</sup>**. Cette valeur peut être comparée à celle obtenue pour un **STEP** (Stations de Transfert d'Énergie par Pompes). Dans le cas particulier où les réservoirs sont espacés (en hauteur) de  $h = 500 \text{ m}$ , on obtient : **4.9 MJ/m<sup>3</sup>**, soit environ 10 fois plus.

Dans le cas des **stockages de gaz naturel ou de l'hydrogène**, dans l'hypothèse où il n'est pas envisagé de récupérer l'énergie liée à la compression du gaz, le calcul de la densité d'énergie se fait de façon plus simple en considérant uniquement l'énergie dégagée par la combustion de ce gaz. A P et T ambiante (1 bars, 20°C), on a : 0,0898 kg d'H<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> et 0.71 kg d'CH<sub>4</sub>/m<sup>3</sup>.

Par ailleurs les densités énergétiques valent (<http://poullaterre.forum2ouf.com/t54-densite-energetique-de-divers-carburants-document>) : 120 MJ/kg (=33kWh/kg) pour l'H<sub>2</sub> et 50,4 MJ/kg (=14kWh/kg) pour le CH<sub>4</sub>.

Si on considère un stockage à 100 bars et à T ambiante, les densités énergétiques volumiques valent (hyp. gaz parfait => PV=nRT => P/n=cte) : **1077 MJ/m<sup>3</sup>** (=296 kWh/m<sup>3</sup>) pour l'H<sub>2</sub> et **3578 MJ/m<sup>3</sup>** (=994 kWh/m<sup>3</sup>) pour le CH<sub>4</sub>.

Ces calculs ne prennent pas en compte l'énergie nécessaire pour comprimer le gaz stocké de 1 à 100 bars, ni l'augmentation de température induite par la compression.

## B2) Bilan énergétique simplifié d'un stockage souterrain adiabatique d'air comprimé

En se basant sur l'approche proposée par Kim Y.-M. et al. (2012)<sup>44</sup>, nous proposons un bilan énergétique basé sur le concept d'exergie<sup>45</sup> (Favrat et al., 2012). En supposant que les effets liés aux énergies potentiels et cinématiques sont négligeables et qu'aucune réaction chimique ne se produit, l'exergie d'un courant d'air peut être exprimée comme suit :

$$\dot{E}_a = \dot{M}_a [h - h_0 - T_0 (s - s_0)]$$

où :  $E_a$  est l'exergie (kJ) de l'air ( $\dot{E}_a$  sa dérivée temporelle) ;  $M_a$  (kg) est la masse de l'air ( $\dot{M}_a$  sa dérivée temporelle) ;  $h$  est l'enthalpie spécifique (kJ/kg) ;  $s$  est l'entropie spécifique (kJ.kg<sup>-1</sup>.K<sup>-1</sup>) ; l'indice « 0 » renvoie à une condition de référence ( $T_0 = 20^\circ\text{C}$  ;  $P_0 = 1 \text{ bar}$ ).

Si on assimile l'air à un gaz parfait, on a :

$$h - h_0 = C_p (T - T_0)$$
$$s - s_0 = C_p \ln \left( \frac{T}{T_0} \right) - R \ln \left( \frac{P}{P_0} \right)$$

où :  $C_p$  (kJ/K) est la chaleur spécifique à pression constante (à la température moyenne) et  $R$  (8,314 J.K<sup>-1</sup>.mol<sup>-1</sup>) est la constante des gaz parfaits.

En divisant l'exergie  $E_a$  en une part mécanique  $E_{a(M)}$  et une part thermique  $E_{a(T)}$ , on obtient :

$$\dot{E}_a = \dot{E}_{a(M)} + \dot{E}_{a(T)}$$
$$\dot{E}_{a(M)} = \dot{M}_a R T_0 \ln \left( \frac{P}{P_0} \right)$$
$$\dot{E}_{a(T)} = \dot{M}_a C_p [T - T_0 - T_0 \ln \left( \frac{T}{T_0} \right)]$$

---

<sup>44</sup> En ce qui concerne les bilans énergétiques, des compléments peuvent être trouvés dans : Vadasz, 1999 ; Grazzini, 2008 ; Kim Y.-M. et al., 2011 ; Wolf D., 2011 ; Hartmann et al., 2012.

<sup>45</sup> En thermodynamique, l'exergie est une grandeur permettant de mesurer la qualité d'une énergie. C'est la partie utilisable d'un joule. Le travail maximum récupérable est ainsi égal à l'opposé de la variation d'exergie au cours de la transformation. Un système à l'équilibre thermomécanique ou chimique n'a plus aucune valeur. Plus un système est loin de l'équilibre ambiant, plus il est apte à opérer un changement, aptitude sur laquelle repose l'utilité d'une énergie. Si selon le premier principe de la thermodynamique, la quantité d'énergie se conserve, la qualité de cette énergie, l'exergie, ne peut en revanche que diminuer lors d'une transformation. Ce phénomène est lié à l'entropie du système et de son environnement, qui ne peut qu'augmenter au cours d'une transformation réelle, non réversible (deuxième principe de la thermodynamique), alors que l'exergie diminue au cours d'une transformation réelle (définition proposée par Wikipédia).

La figure B1 montre les flux d'exergie, de chaleur et de masse dans le cas d'un stockage souterrain d'air comprimé adiabatique (AA-CAES) et pour une production de sortie de 1 kWh. Les différents processus sont : la compression (1-2), le refroidissement de l'air (2-3), le stockage ou le déstockage (3-4), le réchauffement de l'air (4-5), la détente (5-6), et la récupération de chaleur (6-7). Les indices + et - renvoient respectivement aux flux entrant ou sortant. Les indices « c » et « e » renvoient respectivement aux processus de compression et de détente (« expansion »).

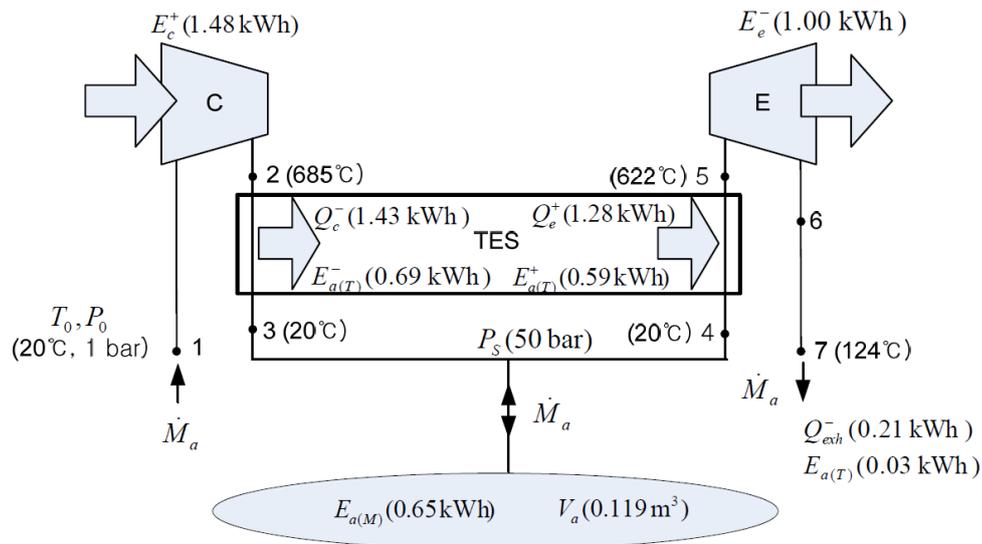


Figure B1 : Flux d'exergie, de chaleur et de masse dans le cas d'un CAES adiabatique (d'après Kim Y.-M. et al., 2012)

Si l'air est comprimé de façon adiabatique jusqu'à 50 bars, la température de l'air en sortie du compresseur est d'environ 685°C. L'exergie thermique de l'air comprimé est à peu près équivalente à l'exergie mécanique de l'air comprimé (cela revient à dire que l'énergie mécanique de compression est entièrement convertie en chaleur<sup>46</sup>). Pendant la phase de stockage, la chaleur est extraite de l'air comprimé et stocké dans le régénérateur (ou TES : Thermal Energy Storage). Dans la cavité de stockage d'air comprimé, l'air est à une température de 20°C et à une pression de 50 bars. Pendant la phase de déstockage, l'air comprimé est réchauffé jusqu'à 622°C en utilisant l'énergie thermique stockée, puis détendue à travers une turbine à air. Le calcul suppose une efficacité du TES de 90%<sup>47</sup>. Dans ce cas, l'efficacité de stockage électrique du système CAES adiabatique (sans apport thermique extérieur) est de 68 %<sup>48</sup>.

<sup>46</sup> Cela permet d'évaluer la température atteinte en fin de compression en écrivant que :

$$\dot{E}_{a(M)} = \dot{M}_a R T_0 \ln \left( \frac{P}{P_0} \right) = \dot{E}_{a(T)} = \dot{M}_a C_p [T - T_0 - T_0 \ln \left( \frac{T}{T_0} \right)]$$

En considérant :  $T_0 = 20^\circ\text{C} = 293 \text{ K}$  ;  $P_0 = 1 \text{ bars}$  ;  $P = 50 \text{ bars}$  ;  $R = 8,314 \text{ J}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{mol}^{-1} = 286.7 \text{ J}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{kg}^{-1}$  ;  $C_p = 1062 \text{ J}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{kg}^{-1}$ , (soit une valeur moyenne entre celle à 20°C et 620 °C), on trouve  $T = 665 \text{ }^\circ\text{C}$ .

<sup>47</sup> Autrement dit, on fait l'hypothèse qu'il y a 10 % de perte de chaleur. Cela est cohérent avec le fait que sur la figure B1 la chaleur sortante ( $Q_{c+} = 1.28 \text{ kWh}$ ) est inférieure de 10 % à la chaleur entrante ( $Q_{c-} = 1.43 \text{ kWh}$ ). Cela est aussi vrai pour l'exergie thermique associée.

<sup>48</sup> Les 68 % sont obtenus en faisant le ratio entre l'exergie récupérée en sortie (1 kWh) et l'exergie en entrée (1,48 kWh).

### B3) Exemple de dimensionnement d'un stockage souterrain conventionnel d'air comprimé en cavité minée revêtue

Nous présentons ici une synthèse de travaux réalisés par Kim H.-M. et al. (2012) relatifs à la modélisation du fonctionnement d'un CAES conventionnel avec stockage d'air dans une cavité minée revêtue localisée à environ 100 m de profondeur. Il s'agit de simulations thermo-hydro-mécanique en condition diphasique (réalisé avec les codes FLAC-TOUGH). La figure B2 précise la géométrie du modèle utilisé et les propriétés du modèle de référence.

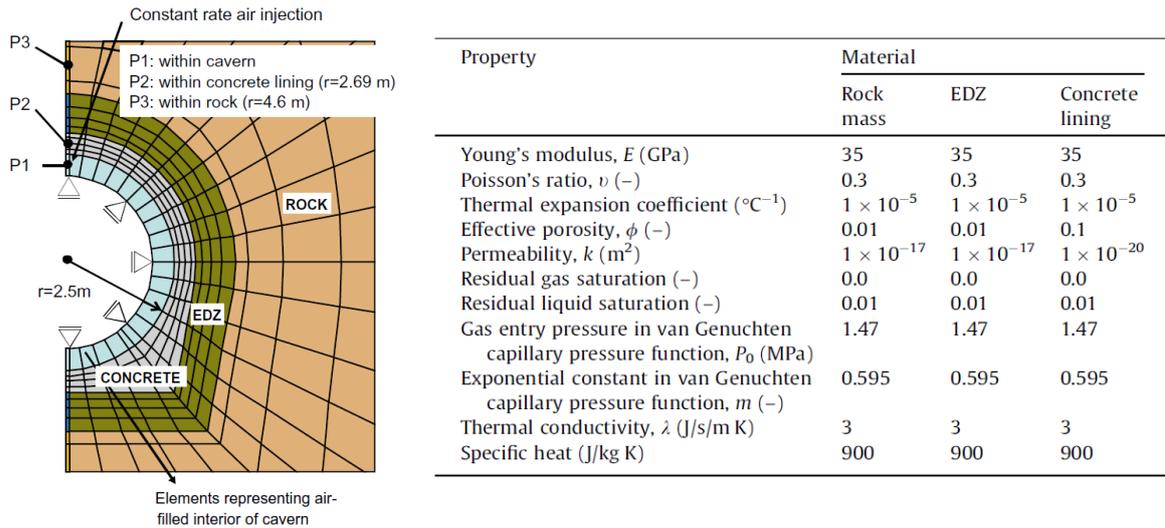


Figure B2 : Description du modèle de référence (d'après Kim H.-M. et al., 2012)

Le premier calcul simule un cycle quotidien : une phase de compression (à débit constant), une phase de repos de 4 h, une phase de détente de l'air (à débit constant) pendant 4 h, puis une phase de repos de 8 h. La figure B3 montre l'évolution de la pression et de la température de l'air au cours de la journée.

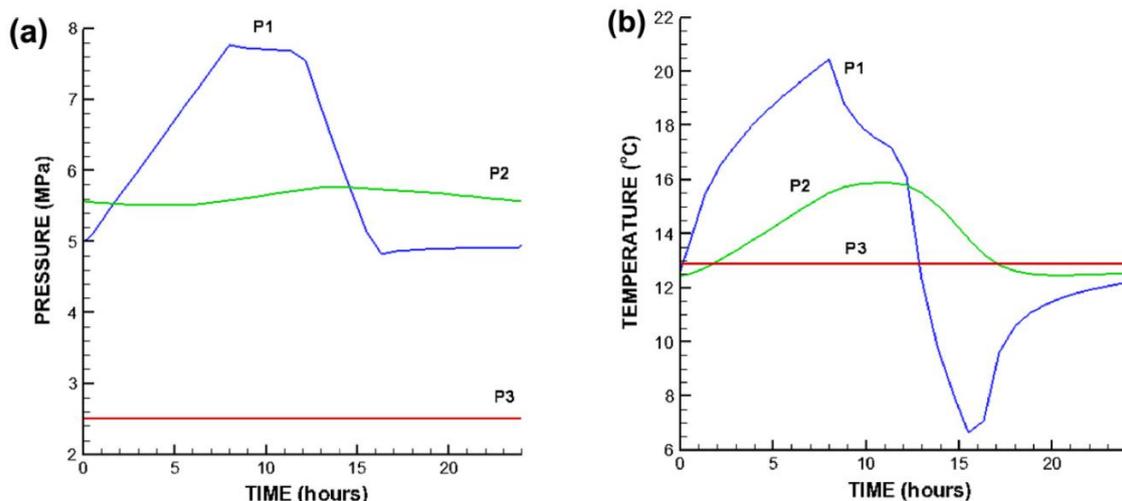


Figure B3 : Evolutions calculées des pressions (a) et des températures (b) dans la cavité (P1), le revêtement (P2) et la roche (P3) (d'après Kim H.-M. et al., 2012)

L'auteur a pu montrer que les paramètres clés permettant d'assurer l'étanchéité à long terme de la cavité à l'air étaient la perméabilité du revêtement en béton et celle de la roche. Des simulations du fonctionnement du stockage souterrain d'air comprimé jusqu'à une durée de 15 ans (près de 5500 cycles) ont été réalisées à cette fin<sup>49</sup>. L'évolution de la saturation en gaz (air) autour de la cavité est représentée sur la Figure B4a. La Figure B4b montre que si la perméabilité du revêtement en béton est inférieure à  $10^{-18} \text{ m}^2$ , le taux de fuite quotidien reste inférieur 1 %, même en considérant une roche relativement perméable ( $10^{-15} \text{ m}^2$ ). L'auteur a également établi que les pertes d'énergie sont régies par les fuites d'air et par les pertes de chaleur par conduction. Dans le cas où la perméabilité du revêtement est faible ( $10^{-18} \text{ m}^2$ ), elles sont essentiellement liées aux pertes de chaleur par conduction et restent inférieures à 3,3 % de l'énergie quotidienne du système.

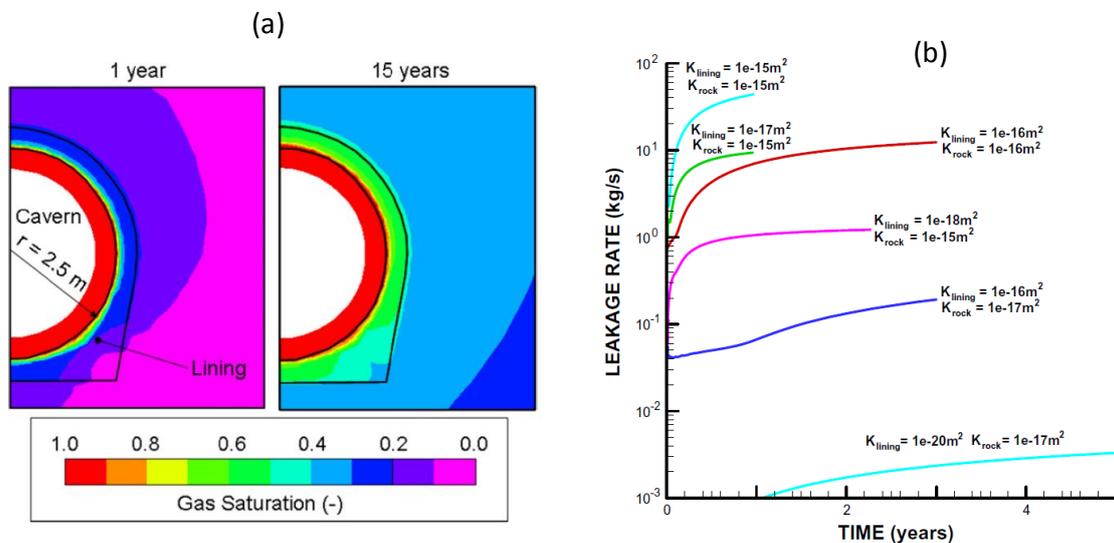


Figure B4 : Evolutions calculées : (a) de la saturation en air autour de la cavité de stockage ; (b) du taux de fuite quotidien selon les perméabilités de revêtement et de la roche (d'après Kim H.-M. et al., 2012)

<sup>49</sup> La modélisation est réalisée à l'aide d'un couplage entre le code FLAC (qui fait la modélisation mécanique) et le code TOUGH (qui fait la modélisation des écoulements biphasique eau/air). Pour les écoulements, les  $k_r$  (perméabilité relative) et  $P_c$  (pression capillaire) suivent les lois de de van Genuchten - voir page 656 de l'article (Kim H.-M. et al., 2012).

Sur la base d'une estimation du type de celle faite précédemment au § B2 (commentaire T25), la température devrait être de  $463 \text{ K} = 190^\circ \text{C}$  soit un  $\text{DT} = 177^\circ \text{C} \gg 7^\circ \text{C}$ . La différence est vraisemblablement liée aux échanges thermiques entre l'air et la roche et l'eau présente dans les pores. A la lecture de l'article il ne semble pas que le modèle soit en mesure de distinguer la température de l'air, de l'eau et de la roche en un même point (bref que les effets convectif sont négligés). Cette hypothèse conduit peut-être à lisser les températures (et à réduire la température de l'air).