



RAPPORT D'ÉTUDE  
DRS-15-149645-11964A

17/12/2015

**Le stockage souterrain d'énergie thermique  
dans le contexte de la transition énergétique.**

**INERIS**

*maîtriser le risque |  
pour un développement durable*





# **Le stockage souterrain d'énergie thermique 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.

	Rédigé par	Vérifié par	Approuvé par
NOM	Philippe GOMBERT	Franz LAHAIE	Mehdi GHOREYCHI
Fonction	Référent Technique en hydrogéologie à la Direction des Risques du sol et du sous-sol	Responsable du Programme d'Appui DRS-07 à la Direction des Risques du sol et du sous-sol	Directeur des Risques du sol et du sous-sol
Signature			

## TABLE DES MATIERES

<b>1. INTRODUCTION</b> .....	<b>5</b>
<b>2. CONTEXTE</b> .....	<b>7</b>
2.1 Récupération de chaleur dans le contexte de la transition énergétique .....	7
2.2 Présentation des systèmes de stockage souterrain d'énergie thermique .....	8
<b>3. PROCÉDÉS DE STOCKAGE SOUTERRAIN D'ÉNERGIE THERMIQUE PAR CHALEUR SENSIBLE</b> .....	<b>11</b>
3.1 Principes technologiques .....	11
3.2 Stockage d'énergie thermique en aquifère (SETA) .....	12
3.2.1 Généralités .....	12
3.2.2 Exemples de projets de stockage thermique en souterrain .....	14
3.3 Stockage d'Énergie Thermique en Cavité Souterraine (SETCS) .....	16
3.3.1 Généralités .....	16
3.3.2 Etude de cas.....	17
3.3.2.1 Oxelösund (Suède) .....	17
3.3.2.2 Avesta (Suède).....	17
3.3.2.3 Lyckebo (Suède) .....	18
3.3.2.4 Marstal (Danemark).....	19
3.3.2.5 Nancy (France).....	20
<b>4. CADRE RÉGLEMENTAIRE</b> .....	<b>21</b>
<b>5. POSITIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE DU STOCKAGE THERMIQUE SOUTERRAIN</b> .....	<b>23</b>
<b>6. RISQUES ET IMPACTS</b> .....	<b>25</b>
6.1 Risque thermique .....	25
6.2 Risque physicochimique.....	26
6.3 Risque biologique.....	27
6.4 Risque hydrogéologique.....	27
6.5 Risque mécanique.....	28
6.6 Risque lié à la reconversion d'anciennes cavernes de stockage d'hydrocarbures .....	29
<b>7. BESOINS EN R&amp;D</b> .....	<b>31</b>
7.1 Concernant le stockage d'énergie thermique en aquifère (SETA) .....	31
7.2 Concernant le stockage d'énergie thermique en cavité (SETCS) .....	31
<b>8. BIBLIOGRAPHIE</b> .....	<b>33</b>

## TABLE DES FIGURES

Figure 1. Comparaison du stockage de chaleur avec les autres technologies de stockage d'énergie en fonction de leur puissance et du temps de décharge (IFPEN, 2013) .....	8
Figure 2. Procédés de stockage souterrain d'énergie thermique (Nielsen, 2003)	11
Figure 3. Schéma théorique d'un SETA .....	12
Figure 4. Pertes énergétiques liées au SETA (Gringarten et al., 1979).....	13
Figure 5. Répartition des principaux projets UTES en Europe (Jacquelin et Bader, 2013) .....	14
Figure 6. Schéma du double SETA du Parlement Allemand (Sanner and Bartels, 2009) .....	15
Figure 7. Stratification des eaux dans une cavité .....	16
Figure 8. La cavité souterraine de stockage d'énergie thermique d'Avesta (S)....	18
Figure 9. La cavité souterraine de stockage d'énergie thermique de Lyckebo en Suède (Hellström, 2012) .....	19
Figure 10. La fosse de stockage d'énergie thermique de Marstal au Danemark (Dannemand et al., 2013).....	19
Figure 11. Design de la cavité souterraine de stockage d'énergie thermique de Nancy en France (Miguet 2009) .....	20
Figure 12. Scénarios de risques possible dans le cas d'un SETA .....	25

## **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 stockage souterrain (stockage de gaz, d'hydrocarbures, d'énergie ou de CO<sub>2</sub>) et de forage (exploration et exploitation pétrolière, géothermie).

Le présent document est lié à l'opération 2015 du programme EAT-DRS-07 intitulée « Stockage souterrain de l'énergie ». Il aborde plus spécifiquement la problématique du stockage souterrain de l'énergie thermique.





## 2. CONTEXTE

### 2.1 RÉCUPÉRATION DE CHALEUR DANS LE CONTEXTE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Lors du fonctionnement d'un procédé industriel de production ou de transformation, il peut être émis de l'énergie thermique qui ne sera pas utilisée en totalité et dont une partie sera inévitablement rejetée : en raison de ce caractère inéluctable, on la nomme « énergie thermique fatale » ou « chaleur fatale » (ADEME, 2015). Il s'agit donc de la chaleur générée par un procédé qui n'en constitue pas la finalité première et qui n'est pas récupérée. Certaines activités industrielles génèrent de grandes quantités de chaleur fatale : raffineries, sites de production d'électricité (centrales nucléaires et thermiques), sites tertiaires (hôpitaux, data center), sites d'élimination (usines d'incinération des ordures ménagères), etc. Ainsi, lors du fonctionnement d'un four industriel, seulement 20 à 40% de l'énergie du combustible utilisé constitue de la chaleur utile, ce qui génère 60 à 80% de pertes thermiques (fumées, ouvertures, parois, convoyeurs...).

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015, les ICPE<sup>1</sup> d'une puissance thermique totale supérieure à 20 MW ont l'obligation de réaliser une étude<sup>2</sup> qui permet d'évaluer la rentabilité de valoriser de la chaleur fatale par un raccordement à un réseau de chaleur ou de froid (ADEME, 2015). On se référera pour cela au Décret du 14 novembre 2014 transposant l'article 14.5 de la directive européenne 2012/27/UE sur l'efficacité énergétique.

Parallèlement à cela, le chauffage et la climatisation du secteur résidentiel et tertiaire absorbent 44% de l'énergie totale consommée en France et émettent 24% du CO<sub>2</sub> total produit en 2007 (Bourbiaux, 2011). La majeure partie de l'énergie consommée aujourd'hui pour le chauffage provient en effet de ressources fossiles dont les réserves diminuent et qui contribuent aux émissions carbonées.

En France, comme dans de nombreux autres pays industriels, la politique énergétique vise à diversifier les ressources énergétiques et à favoriser le développement des énergies décarbonées. Dans ce contexte, a été élaborée la Loi sur la transition énergétique, présentée par le Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie, et votée en 2015. Cette loi s'appuie sur deux piliers : la lutte contre le changement climatique et la nécessité d'aménager une transition énergétique économiquement viable et garantissant une sécurité d'approvisionnement.

Le développement des énergies renouvelables, nécessaire à la transition énergétique, implique la réalisation de solutions de stockage temporaire :

- principalement d'énergie potentielle comme les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ou les stockages d'air comprimé (CAES pour Compressed Air Energy Storage) ;
- mais également d'énergie chimique (hydrogène) ;

---

<sup>1</sup> Installations Classées pour la Protection de l'Environnement

<sup>2</sup> Il s'agit d'une étude coûts-avantages en cas de rénovation substantielle ou d'installation nouvelle.

- ou encore d'énergie thermique, dont le stockage peut se concevoir sous forme de chaleur sensible (eau principalement), latente (matériaux à changement de phase) ou thermochimique (sorption).

## 2.2 PRÉSENTATION DES SYSTÈMES DE STOCKAGE SOUTERRAIN D'ÉNERGIE THERMIQUE

Le stockage souterrain d'énergie thermique<sup>3</sup>, qui fait l'objet de cette note est basé sur le principe de la chaleur sensible emmagasinée dans de l'eau et disponible par changement de température. Il ne peut être vraiment rentable que si une source d'énergie économique est disponible (Chwieduk, 1997 ; Allen et al., 1984 ; Seibt and Kabus, 2006). Les principales sources de chaleur visées sont les panneaux solaires dont le stockage permettrait de réduire les effets de leur intermittence et du décalage entre les périodes les plus productives et celles de plus grande demande (ADEME, 2015). La chaleur fatale peut aussi être récupérée à partir d'autres sources moins importantes comme les pompes à chaleur ou le refroidissement des panneaux photovoltaïques. Il est également possible de récupérer et de valoriser ainsi la chaleur fatale issue de l'industrie.

Suivant l'importance de l'énergie disponible, le stockage souterrain d'énergie thermique peut viser une puissance comprise entre la dizaine de kW et la dizaine de MW (Figure 1). Il s'agit d'une échelle moyenne, ce concept n'ayant pas pour vocation de stocker et de restituer des quantités importantes d'énergie, comme cela peut être le cas par exemple, d'une station de transfert d'énergie par pompage (STEP) ou des grands projets de stockage d'air comprimé (CAES).

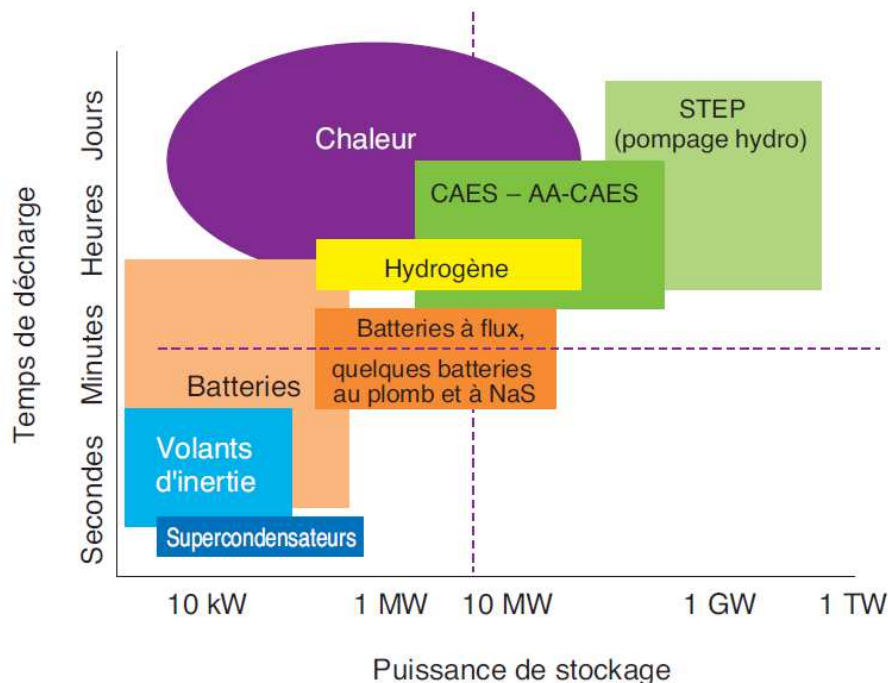


Figure 1. Comparaison du stockage de chaleur avec les autres technologies de stockage d'énergie en fonction de leur puissance et du temps de décharge (IFPEN, 2013)

<sup>3</sup> En terminologie anglophone, on parle d'Underground Thermal Energy Storage ou « UTES » (Andersson and Hellstrom, 2003 ; Midttomme et al., 2008 ; Sanner and Knoblich, 1998).

De par ses bonnes propriétés d'emménagement, le sous-sol peut être un milieu adapté au stockage de chaleur en grande quantité et sur une longue période, c'est-à-dire à l'échelle saisonnière. En effet, les roches, les minéraux et l'eau souterraine qui s'y trouvent ont une bonne capacité de stockage d'énergie (Banks et al., 2003 ; Chwieduk, 1997). A faible profondeur, ces matériaux ont une température à peu près constante qui correspond à la moyenne annuelle de la température de l'air, soit de l'ordre de 10 à 15 C en France<sup>4</sup>. La faible conductivité thermique des formations géologiques implique une diffusion d'énergie lente avec des pertes thermiques modérées (Courtois et al., 2007), ce qui permet d'envisager un stockage sur plusieurs mois.

Le stockage souterrain d'énergie thermique peut ainsi contribuer activement à plusieurs aspects développés dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte : maîtrise de la demande d'énergie, réduction du recours aux énergies fossiles, valorisation des énergies fatales, diversification des sources de production d'énergie, préservation de l'environnement (notamment en ce qui concerne la réduction des émissions de gaz à effet de serre). Cette technologie favorise par ailleurs la production locale d'énergie thermique et le développement de réseaux de distribution. Elle soutient également la politique énergétique nationale en multipliant la quantité de chaleur et de froid renouvelable ou récupérable. Elle permet enfin le développement d'équipements de récupération de chaleur et notamment la valorisation de la chaleur fatale.

---

<sup>4</sup> A plus grande profondeur, la température augmente en fonction du gradient géothermique, à raison de 30 °C/km en moyenne. Cependant l'exploitation des ressources géothermiques n'est pas l'objet du stockage souterrain d'énergie thermique, lequel utilise le sous-sol - à sa température d'origine - pour stocker de l'énergie produite en surface par les activités humaines.





### **3. PROCÉDÉS DE STOCKAGE SOUTERRAIN D'ÉNERGIE THERMIQUE PAR CHALEUR SENSIBLE**

#### **3.1 PRINCIPES TECHNOLOGIQUES**

On utilise ici l'eau souterraine comme matériau de stockage de chaleur ou de froid. Il s'agit d'injecter, dans une zone délimitée du sous-sol, de l'eau produite à une température significativement différente de celle de l'encaissant, puis de la récupérer par pompage au bout d'un certain temps.

Il existe cependant deux grands types de stockages souterrains d'énergie thermique (Figure 2):

- les systèmes fermés où un fluide (le plus souvent de l'eau) circule à travers des échangeurs de chaleur enfouis dans le sous-sol ; dans ce cas, seule la capacité thermique des roches est utilisée pour stocker la chaleur soit en sondage (sondes ou pieux géothermiques), soit par le biais de conduites enterrées (Midttomme et al., 2008) ; en terminologie anglophone, on parlera de « Borehole Thermal Energy Storage » ou BTES ;
- les systèmes ouverts où de l'eau souterraine est pompée, thermiquement modifiée<sup>5</sup>, puis réinjectée dans le sol au moyen de sondages ; cela peut se faire directement dans un aquifère (Stockage d'Énergie Thermique en Aquifère ou SETA, Aquifer Thermal Energy Storage ou ATEs) ou dans des cavités souterraines (Stockage d'Énergie Thermique en Cavité Souterraine ou SETCS, Cave Thermal Energy Storage ou CTES).

Dans ce document, on ne s'intéressera qu'aux systèmes ouverts : SETA et SETCS.

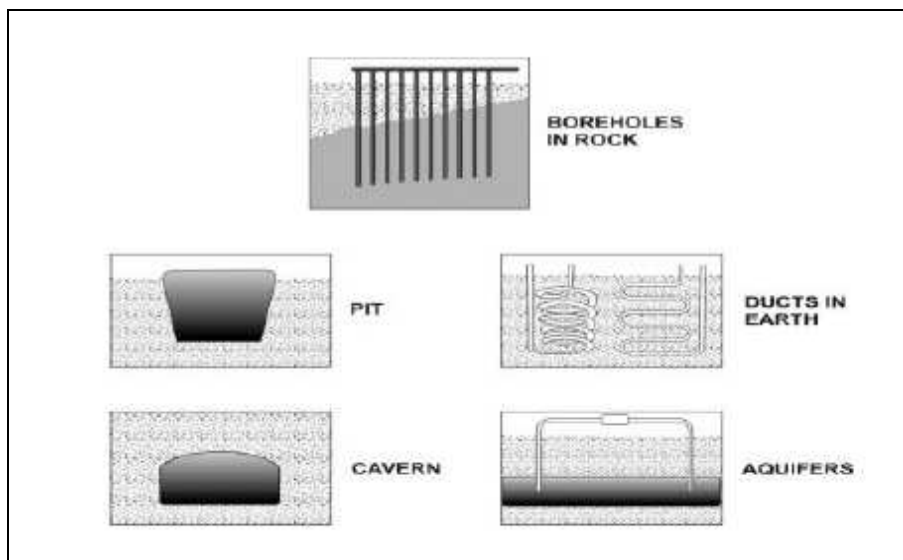


Figure 2. Procédés de stockage souterrain d'énergie thermique (Nielsen, 2003)

<sup>5</sup> C'est-à-dire réchauffée en période estivale ou refroidie en période hivernale.

Le concept de SETA est né en France dans les années 1960 (Brun, 1964) avec, dans la foulée, quelques réalisations en Chine (Sanner et Bartels 2009). Des expérimentations ont ensuite été réalisées dans des universités suisses (Neuchâtel en 1974), nord-américaines (Auburn (AL) en 1976, Tuscaloosa (AL) en 1982, St-Paul (MN) en 1982), japonaises (Yamagata en 1982) ainsi que sur les sites français d'Aulnay-sous-Bois en 1983 ou de Le Plaisir-Thiverval-Grignon en 1987. Cependant, l'eau utilisée était le plus souvent à température élevée (70-180 C), ce qui a fréquemment conduit au colmatage des puits d'injection par précipitations physicochimiques ou biogéochimiques. En outre, les aquifères utilisés n'avaient pas forcément les caractéristiques requises pour obtenir un rendement approprié. Cette technologie a donc été abandonnée en France mais reprise par nombre d'autres pays comme la Chine, les Etats-Unis, le Canada, les Pays-Bas, le Japon, les pays scandinaves...

### 3.2 STOCKAGE D'ÉNERGIE THERMIQUE EN AQUIFÈRE (SETA)

#### 3.2.1 GÉNÉRALITÉS

Le principe est donc d'injecter de l'eau chaude dans une certaine zone de l'aquifère tout en récupérant de l'eau froide dans une autre zone, sans que les deux zones ne se mélangent. On utilise pour cela un doublet de sondages sur le même principe (mais moins profonds) que les doublets géothermiques (Figure 3).

Concrètement, on peut par exemple injecter de l'eau chaude produite en période estivale par la climatisation d'un bâtiment afin de la réutiliser pour son chauffage en période hivernale : si cette réutilisation passe par une pompe à chaleur, on produira alors de l'eau froide qui pourra être stockée par injection dans une autre zone de l'aquifère, afin d'être réutilisée pour améliorer le rendement de la climatisation du bâtiment lors de la prochaine période estivale

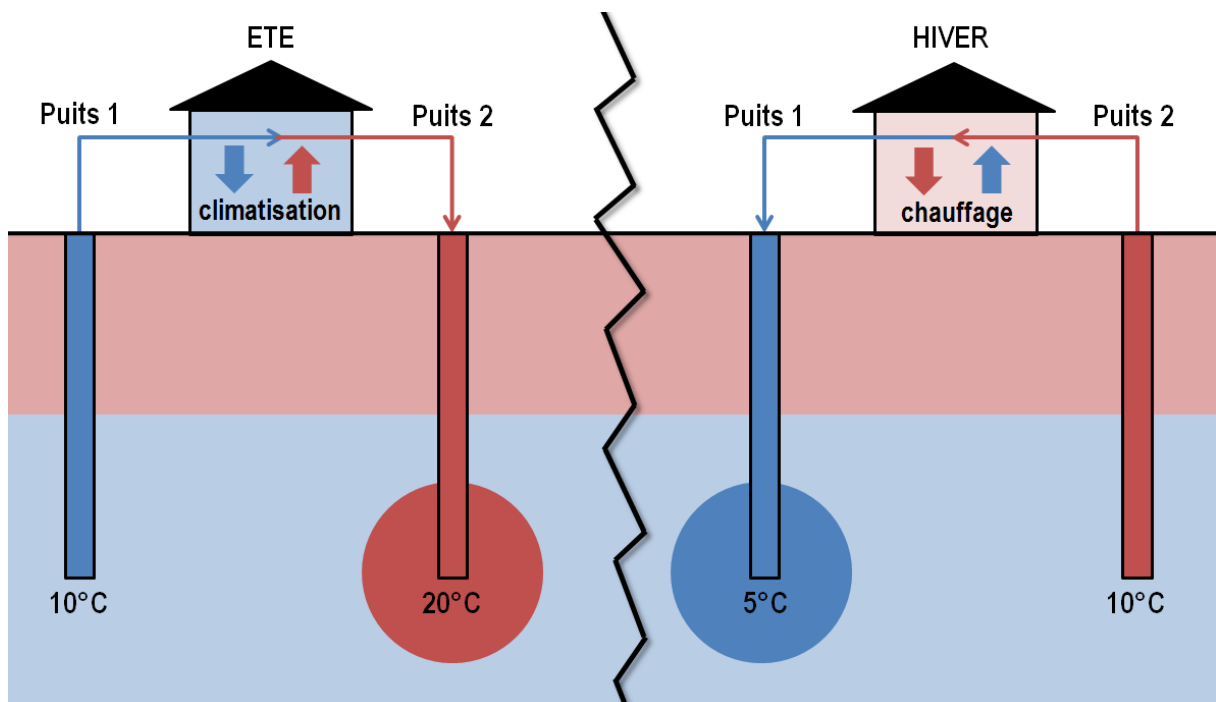


Figure 3. Schéma théorique d'un SETA

Pour que le rendement soit optimum, deux conditions doivent être réunies :

- la roche réservoir doit être à la fois très poreuse et très perméable, de manière à pouvoir stocker une grande quantité d'eau et fournir des débits importants ;
- la nappe doit circuler à vitesse très réduite (quelques mètres à dizaines de mètres par an), grâce à un faible gradient hydraulique.

Cette dernière condition est requise pour que le panache thermique créé dans la nappe ne s'éloigne pas trop du puits injecteur et pour que le temps nécessaire à un échange thermique entre l'eau injectée et la roche réservoir soit suffisant. En effet (voir Figure 4), d'une part la convection entraîne le panache thermique vers l'aval hydrogéologique et, d'autre part, la conduction thermique induit des échanges de chaleur entre l'eau et la matrice rocheuse, occasionnant ainsi des pertes thermiques verticales (aux épontes) et horizontales (au front).

Le type d'environnement géologique et hydrogéologique nécessaire pour satisfaire cette condition est assez spécifique et correspond notamment aux nappes profondes ou littorales, situées de préférence dans des régions à faible relief. Ce contexte est fréquemment rencontré aux Pays-Bas (Figure 5) qui sont un bon exemple de développement du SETA avec environ 700 systèmes installés, suivis par la Suède (70), la Belgique (10), le Danemark (10) et la Grande-Bretagne (4) (IFTECH, 2012).

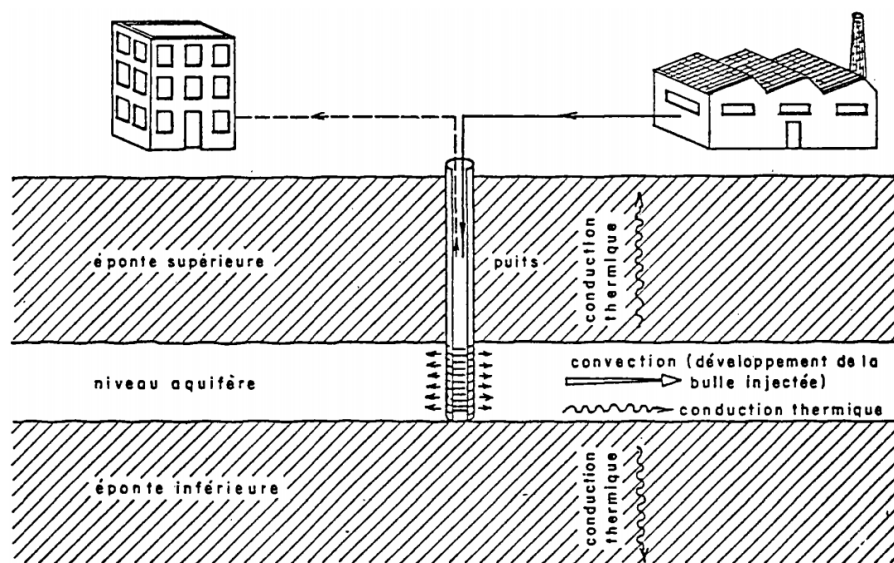


Figure 4. Pertes énergétiques liées au SETA (Gringarten et al., 1979)

Pour Jacquelin et Bader (2013), les principales régions concernées par le marché du stockage souterrain de chaleur et de froid sont l'Europe, la Chine et l'Amérique du Nord. Si la Chine fut l'un des premiers pays à tester le concept de SETA, c'est l'Europe qui connaît aujourd'hui le plus grand développement avec un marché actuel encore faible, estimé à environ 800 M€ (tous modes de stockage confondus).

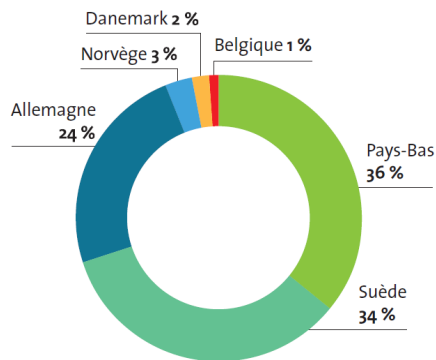


Figure 5. Répartition des principaux projets UTES en Europe (Jacquelin et Bader, 2013)

### 3.2.2 EXEMPLES DE PROJETS DE STOCKAGE THERMIQUE EN SOUTERRAIN

De nombreux projets de stockage thermique en aquifère ont été réalisés dans le monde :

- aux Etats-Unis (Alabama), dès 1976, l'Université d'Auburn a lancé un projet de stockage expérimental dans un aquifère captif sur un site proche de Mobile ;
- en Turquie, un SETA basé sur la récupération d'énergie solaire a permis de chauffer et de climatiser un hôpital à Adana (Paksoy et al., 2000) ;
- en Norvège, l'aéroport international d'Oslo est chauffé grâce à l'aquifère sous-jacent avec un retour sur investissement de 2 à 4 ans (Midttomme et al., 2008) ;
- en Belgique (Desmedt et al., 2006 ; Hoes et al., 2006 ; If Technology, 2008) ;
- en Allemagne, le bâtiment du Reichstag à Berlin puise son énergie pour le chauffage ou la climatisation d'une centrale de cogénération couplée à un double SETA implanté dans deux aquifères de profondeurs différentes (Figure 6) : le plus superficiel est utilisé pour la climatisation du bâtiment en été, le plus profond pour le chauffage en hiver (ECES, 2006 ; Mands and Sanner, 1994 ; Wille and Lottner, 2006) ;
- aux Pays-Bas, le chauffage du campus de l'université d'Utrecht a fonctionné avec un SETA de 1991 à 2000 ; il disposait de 2 puits de 260 m de profondeur, distants de 70 m et débitant 50 m<sup>3</sup>/h ; en période hivernale, il produisait 2,6 MWth de chaleur<sup>6</sup> issue de la congénération (Sannet et Bartels, 2009) ;
- toujours aux Pays-Bas, le SETA basse température couplé à des serres fermées est très développé comme à Huissen, Wieringermer, Bergerden, Californie ou Gouda (qui produit 950 kWth depuis 1988) (If Technology, 2008 ; Sanner and Bartels, 2009) ;

<sup>6</sup> Le watt thermique (Wth) est la puissance produite sous forme thermique, c'est-à-dire la quantité de chaleur produite par unité de temps. Dans le cas des centrales électrothermiques, il à distinguer du watt électrique (We) car le rendement d'une conversion thermique-électrique dépasse rarement 30%.



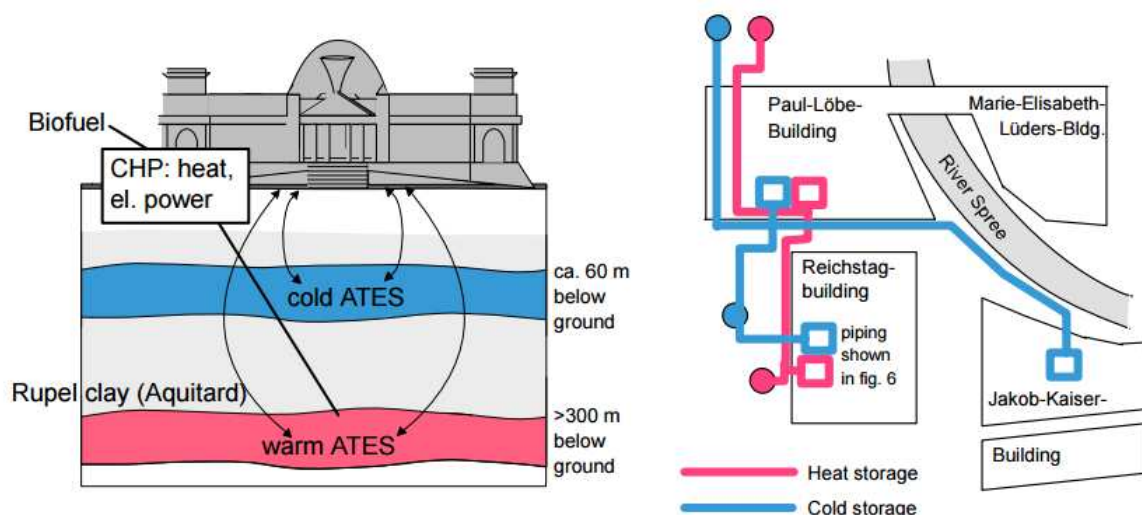


Figure 6. Schéma du double SETA du Parlement Allemand (Sanner and Bartels, 2009)

En France, les conditions sont généralement moins adaptées au SETA du fait d'une géologie variée et complexe, et de l'écoulement rapide de la plupart des nappes. Néanmoins quelques expériences ont été tentées :

- à Bonneaud (Jura) où l'énergie stockée à la fin des années 1970 a été au maximum de 40 MWh (Boisdet et al., 1983) ;
- à Le Plaisir-Thiverval-Grignon, en 1987, où 4 puits de 500 m de profondeur distants de 90 m ont permis l'injection d'eau entre 70 et 180 C, puis sa récupération au débit de 120 m<sup>3</sup>/h pendant une dizaine d'années (Sannet and Bartels, 2009) ;
- à Montreuil-sous-Bois (Seine-Saint-Denis) où un SETA alimenté par 10 pompes à chaleur a fonctionné pendant une dizaine d'années avec une puissance totale de 4,4 MW<sub>th</sub> (Courtois et al., 2007) ;
- à Campuget (Gard), avec taux de récupération de seulement 19% de la chaleur stockée en été du fait des pertes par diffusion thermique aux limites du stockage (nappe peu puissante et peu profonde) (Courtois et al., 2007).

Par ailleurs, deux sites ont été étudiés de 2008 à 2012 dans le cadre du projet de recherche ANR ATESTOC<sup>7</sup> à Bellegarde (Gard) et Aulnoy-lez-Valenciennes (Nord) mais la vitesse d'écoulement de la nappe (> 1 m/jour) était trop forte pour obtenir un bon rendement (Courtois et al., 2007 ; Gombert et Lafortune, 2012).

<sup>7</sup> Projet de « Stockage d'Énergie Thermique en Aquifère pour la réalisation d'un éco-quartier ». Partenaires : ESETA, INERIS, BRGM, ENSMP, EIVP, GRAPH Architectes, CTIFL, IFP.

### 3.3 STOCKAGE D'ÉNERGIE THERMIQUE EN CAVITÉ SOUTERRAINE (SETCS)

#### 3.3.1 GÉNÉRALITÉS

Le recours au stockage thermique en cavité souterraine permet de s'affranchir des pertes thermiques par la convection liée à l'écoulement de la nappe aquifère. Par ailleurs, les échanges thermiques avec la roche encaissante, liés à la diffusion et à la dispersion, peuvent être limités en dotant la cavité d'un revêtement isolant ou en mettant à profit la faible diffusivité thermique de certaines roches.

Il existe ainsi des réservoirs de stockage d'énergie thermique dans des cavités souterraines déjà existantes (mines, carrières) ou dans d'autres spécifiquement construites à cette fin (cuves, cavernes).

Le fonctionnement d'un SETCS diffère significativement de celui d'un SETA. Il est en effet basé sur la mise en place d'une stratification thermique verticale stable au sein du réservoir de stockage, en lieu et place de la différenciation horizontale des températures qui caractérise le SETA (Figure 7). Il existe deux zones de températures différentes, une zone de fluide chaud au sommet et une de fluide froid à la base, séparées par une thermocline<sup>8</sup> (Efring and Hellström 1989).

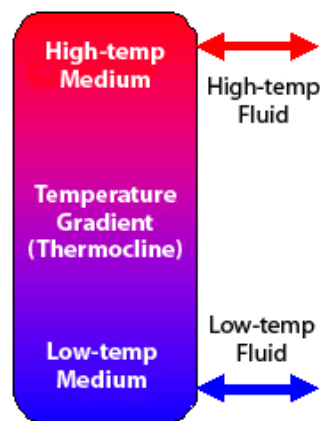


Figure 7. Stratification des eaux dans une cavité

([http://www1.eere.energy.gov/solar/printable\\_versions/thermal\\_storage.html](http://www1.eere.energy.gov/solar/printable_versions/thermal_storage.html))

En ce qui concerne la réutilisation d'anciennes cavités, la Suède possède de nombreuses cavernes souterraines, initialement creusées dans le granite pour le stockage de pétrole, comme à Oxelösund (voir ci-après). Leur volume varie de 10 000 m<sup>3</sup> à plusieurs millions de m<sup>3</sup>, les plus vastes se trouvant à environ 30 m de profondeur et mesurant environ 20 m de largeur pour 100 à 200 m de longueur (Gedung and Margen, 1988). Du fait de l'utilisation récente d'autres combustibles et de pompes à chaleur pour le chauffage des villes, certaines de ces cavernes ont été abandonnées et ont pu être réutilisées comme réservoirs de stockage souterrain d'énergie thermique (Gedung and Margen, 1988 ; Hellström, 2009).

Parallèlement à cela, quelques cavités souterraines dédiées au stockage d'énergie thermique ont également été creusées comme à Avesta ou à Lyckebo (Suède) ou à Marstal (Danemark). Elles sont succinctement présentées ci-après.

<sup>8</sup> Zone de transition à fort gradient thermique vertical, située entre deux masses d'eaux de température différente.

### 3.3.2 ETUDE DE CAS

#### 3.3.2.1 OXELÖSUND (SUÈDE)

Le sous-sol de la ville d'Oxelösund comprend plusieurs anciennes cavernes de stockage de pétrole abandonnées, d'un volume total de 1 Mm<sup>3</sup>, alors qu'il existe en surface des aciéries qui génèrent une grande quantité de chaleur fatale. L'objectif du projet a donc été de convertir l'une de ces anciennes cavernes, d'un volume de 200 000 m<sup>3</sup>, en réservoir de stockage d'énergie thermique d'une capacité de 9 GWh avec de l'eau stockée à 100 °C (Gedung and Margen, 1988).

Plusieurs sondages ont été positionnés à différents niveaux du réservoir :

- le sondage le plus haut sert à alimenter le réservoir en eau chaude et à la pomper pendant le déchargement thermique ;
- le sondage le plus bas permet de réinjecter l'eau de retour du réseau de chauffage ou de la pomper ;
- des sondages intermédiaires sont positionnés dans la zone de transition thermique ; s'il y a besoin d'une eau de température inférieure à 100 °C, il est préférable d'aller la prélever directement à la bonne température au niveau de la thermocline plutôt que de pomper l'eau chaude située au sommet pour la mélanger ensuite à de l'eau froide.

Le cycle saisonnier de base consiste à chauffer le réservoir en été avec la chaleur fatale des aciéries et à extraire ces calories en hiver. Il existe aussi des cycles courts consistant à décharger (soutirer l'eau) partiellement le réservoir lors des périodes d'insuffisance énergétique temporaires, et à le recharger (injecter) lors d'excédents thermiques temporaires.

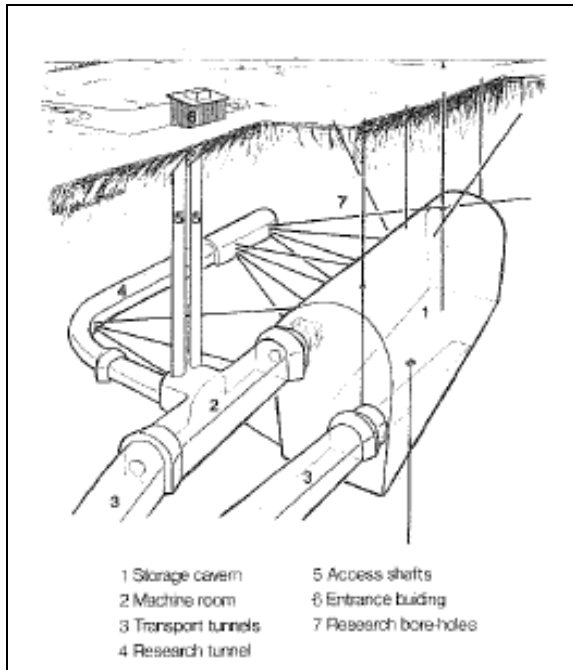
#### 3.3.2.2 AVESTA (SUÈDE)

La caverne d'Avesta a un volume d'environ 15 000 m<sup>3</sup> (45 m de longueur, 18 m de largeur, 22 m de hauteur) et se situe à 25 m de profondeur (Figure 8). Elle a été initialement construite en 1982 pour un projet de recherche puis connectée ensuite au système de chauffage de la ville (Martna, 1983). Elle est toujours en fonctionnement (Cabeza 2014) et renferme de l'eau sous pression à 115 °C.

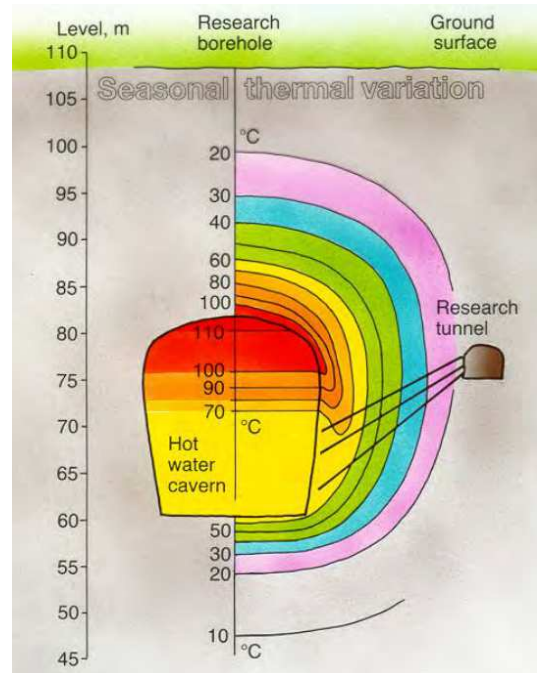
L'objectif du projet de recherche était d'obtenir des données pour concevoir des cavernes plus grandes, concernant les pertes de chaleur dans l'encaissant, la stabilité de la caverne, sa stratification thermique, la construction des différents composants, la chimie de l'eau et l'influence du stockage sur l'environnement.

Le remplissage de la caverne a débuté en 1982 et a été effectué en deux cycles :

- un premier cycle de mai à août 1982 pour réchauffer les murs de la caverne et vérifier l'instrumentation ; il a atteint une température moyenne de 56 °C ;
- un second cycle de septembre 1982 à janvier 1983, afin de réaliser des tests de stratification thermique jusqu'à 115 °C.



a) Design de la cavité (Martna, 1983)



b) Champ thermique (Hellström, 2012)

Figure 8. La cavité souterraine de stockage d'énergie thermique d'Avesta (S)

### 3.3.2.3 LYCKEBO (SUÈDE)

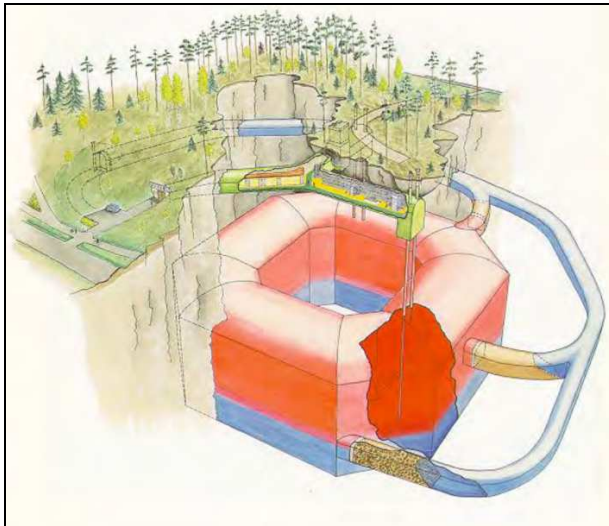
La ville de Lyckebo possède, depuis 1983, une centrale thermique à énergie solaire qui comprend 4320 m<sup>2</sup> de capteurs solaires et une chaudière électrique de 6 MW. Celle-ci est raccordée à une caverne de stockage de 104 000 m<sup>3</sup> avec de l'eau entre 60 et 90 °C (Brunström et al 1985, Nielsen 2003, Hellström 2012).

Le réservoir souterrain a une forme d'anneau de 30 m de hauteur sur 18 m largeur et 75 m de diamètre de 75 m (Figure 9). Cette configuration présente plusieurs avantages (Nielsen, 2003 ; Hjorteset et al., 2002) : une capacité de stockage importante pour un faible ratio surface/volume (permettant de minimiser les pertes thermiques aux épontes), un stockage préférentiel de la chaleur dans la partie centrale où les déperditions thermiques sont plus faibles, et de moindres risques d'instabilités de l'encaissant.

Le pompage et la réinjection de l'eau dans la cavité s'effectuent au moyen de deux tubes mobiles verticaux permettant un contrôle de la stratification thermique : en fonctionnement normal, il se crée une zone chaude à 90°C au sommet et une zone plus froide à 40°C à la base.

Ce projet a montré que le stockage d'énergie thermique était techniquement réalisable à température élevée. Cependant, l'investissement de l'ordre de 4 M€ était (en 1982) encore trop important pour que cette technique soit compétitive par rapport aux énergies fossiles (Brunström et al 1985).





a) Design de la cavité

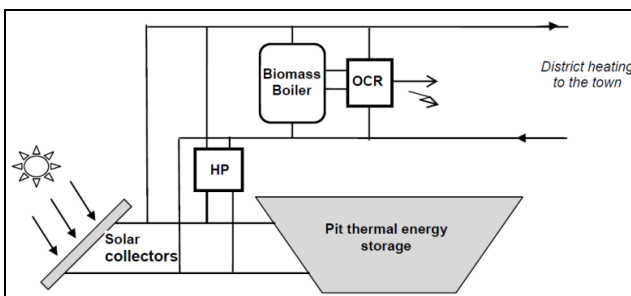


b) Phase de creusement

Figure 9. La cavité souterraine de stockage d'énergie thermique de Lyckebo en Suède (Hellström, 2012)

### 3.3.2.4 MARSTAL (DANEMARK)

Au cours de la dernière décennie, la ville de Marstal (Danemark) s'est tournée à 100% vers les énergies renouvelables. Ainsi, en 2012, un système de chauffage urbain basé sur 10 ha de panneaux solaires a été couplé à une fosse de stockage afin de conserver l'énergie solaire produite en été jusqu'en hiver (Dannemand et al., 2013). La fosse a été creusée au sein des formations sablo-argileuses situées entre la surface et 16 m de profondeur : elle mesure 88 m de largeur par 113 m de longueur, soit un volume de 75 000 m<sup>3</sup>. Elle est isolée des terrains encaissants par une géomembrane (Figure 10). Ce dispositif va permettre de produire et de stocker plus de 50% de la consommation de chaleur de la ville.



a) Schéma de fonctionnement



b) Phase de creusement

Figure 10. La fosse de stockage d'énergie thermique de Marstal au Danemark (Dannemand et al., 2013)

### 3.3.2.5 NANCY (FRANCE)

Dans la banlieue de Nancy, le lycée des métiers du BTP Emmanuel-Héré de Laxou a mis en place une récupération de l'eau chauffée par 90 m<sup>2</sup> de capteurs solaires pour répondre aux besoins de chauffage de ses locaux (Figure 11). Les calculs ont montré qu'une cuve de stockage de 600 m<sup>3</sup> permettrait de couvrir 84% des besoins thermiques identifiés. Il s'agit d'une cuve cylindrique en béton armé coulé sur place, étanchéifié par une résine et par un absorbeur de dilatation (Miguet 2009).

Pour un investissement de 0,7 M€, l'eau chaude est stockée dans la cuve entre mai et septembre puis restituée en hiver via une pompe à chaleur, avec une production annuelle prévisionnelle de 55 MWh. L'efficacité du dispositif repose largement sur les autres vertus du bâtiment : isolation thermique, chauffage basse température par le sol, ventilation double flux, capteurs photovoltaïques intégrés à l'étanchéité de la toiture, etc.

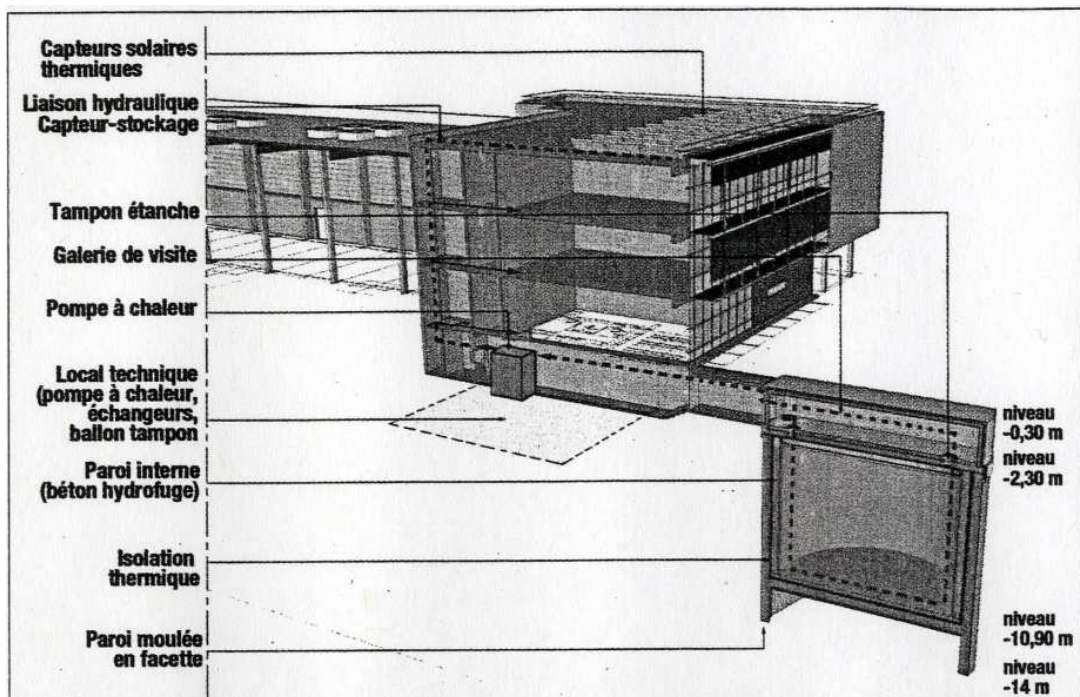


Figure 11. Design de la cavité souterraine de stockage d'énergie thermique de Nancy en France (Miguet 2009)

#### **4. CADRE RÉGLEMENTAIRE**

Il n'existe pas, en France, de réglementation spécifique concernant le stockage souterrain d'énergie thermique. Cependant, dans d'autres pays où ce type d'installation est fréquent, comme les Pays-Bas, une réglementation spécifique a vu le jour : pour le SETA, elle impose par exemple de vérifier que la nappe exploitée a bien atteint un équilibre thermique sur une période de 5 ans, faute de quoi il faut modifier un ou plusieurs des paramètres du système (débit d'injection ou de pompage, température de l'eau injectée).

Selon les cas, l'activité de stockage souterrain d'énergie thermique peut se situer à la frontière entre une installation de stockage souterrain, une exploitation de gîte géothermique et une exploitation de nappe (avec pompage et réinjection) : les deux premières activités sont réglementées par le code minier, la dernière par le code de l'environnement.

Ainsi :

- les différentes ressources géothermiques exploitées sur le territoire français sont classées en trois catégories (très basse énergie, basse énergie et haute énergie) selon plusieurs critères comme la température de l'eau exploitée, la profondeur d'exploitation et la puissance calorifique extraite ;
- le prélèvement et la réinjection d'eau en aquifère sont réglementés par le code de l'environnement (Loi sur l'Eau) ;
- la réalisation de forages est soumise à la déclaration ou autorisation (selon les débits exploités et la sensibilité des nappes intéressées) au titre du Code de l'environnement, mais également à une déclaration au titre du Code minier (pour une profondeur supérieure à 10 m).
- les stockages souterrains d'énergie calorifique sont régis le code minier.

Afin de prévoir et d'encadrer le développement éventuel de ce procédé en France, ainsi que dans le but de limiter les conflits d'usage prévisibles, il sera nécessaire de définir une réglementation spécifique, ou de le rattacher à une réglementation existante. Ce travail devra se baser sur l'expérience des pays dans lesquels il est déjà opérationnel (Pays-Bas, Allemagne, Suède, Turquie, Canada, USA, Chine).

Des conflits d'usage sont en effet à craindre vis-à-vis de la géothermie très basse énergie (basée sur un faible écart de température entre l'eau exploitée et rejetée) mais également vis-à-vis de l'alimentation en eau potable où il existe une référence de qualité de l'eau basée sur la température de l'eau (qui doit être inférieure à 25°C sur le territoire métropolitain).



## 5. POSITIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE DU STOCKAGE THERMIQUE SOUTERRAIN

Pour positionner le stockage thermique souterrain par rapport aux autres types de stockage souterrain de l'énergie (STEP, air comprimé, hydrogène...), quelques ordres de grandeur peuvent être facilement évalués.

L'énergie thermique ( $E_{th}$ ) d'un volume élémentaire d'eau est donnée par la relation suivante :

$$E_{th} = \rho \cdot C \cdot \Delta T$$

où  $\rho$  est la masse volumique de l'eau ( $1000 \text{ kg/m}^3$ ),  $C$  la chaleur spécifique de l'eau ( $4185 \text{ J.kg}^{-1} \cdot \text{°C}^{-1}$ ) et  $\Delta T$  la variation de température de l'eau (en °C).

On obtient ainsi :  $E_{Th} = 4,185 \text{ MJ.m}^{-3} \cdot \text{°C}^{-1}$ .

Il est habituel d'exprimer cette énergie en kWh sachant que  $1 \text{ kWh} = 3,6 \text{ MJ}$ .

Ce qui donne :  $E_{th} = 1,16 \text{ kWh.m}^{-3} \cdot \text{°C}^{-1}$ .

On peut être tenté de comparer cette énergie unitaire d'un stockage thermique avec celle d'autres types de stockage souterrain, par exemple une station de transfert d'énergie par pompage (STEP).

En faisant abstraction du rendement (hypothèse justifiée dans une estimation des ordres de grandeur), l'énergie potentielle  $E_{pot}$  d'un volume élémentaire d'eau ( $1 \text{ m}^3$  soit  $1000 \text{ kg}$ ) sous une différence d'altitude ( $\Delta h$ ) se déduit de la relation suivante :

$$E_{pot} = m \cdot g \cdot \Delta h$$

où  $m$  est la masse ( $1000 \text{ kg}$ ),  $g$  l'accélération de la pesanteur ( $9,81 \text{ m}^2/\text{s}$ , prise égale à  $10$ ) et  $\Delta h$  la différence d'altitude (en mètres).

On obtient :  $E_{pot} = 10^4 \text{ J/m}$  de différence d'altitude soit  $10^{-2} \text{ MJ/m}$ .

Ainsi l'énergie thermique stockée dans  $1 \text{ m}^3$  d'eau pour un écart de température de  $1 \text{ °C}$  (soit  $4,185 \text{ MJ}$  ou  $\sim 4,2 \text{ MJ}$ ) équivaut à l'énergie potentielle d'une STEP de même volume pour une différence d'altitude d'environ  $420 \text{ m}$ .

Lorsque l'objectif recherché est de disposer de chaleur, cette comparaison indique l'intérêt d'un stockage thermique sur le plan énergétique.

Pour mieux souligner cet intérêt, prenons le cas d'un stockage d'un volume moyen, soit  $100\,000 \text{ m}^3$  ( $10^5 \text{ m}^3$ ), où l'eau est stockée avec un écart de température modéré de  $30 \text{ °C}$ . Dans ce cas, l'énergie thermique vaut :

$$E_{th} = 1,16 \text{ kWh} \times 10^5 \times 30 = 35 \text{ GWh}$$

Si l'eau peut être stockée à la température de  $90 \text{ °C}$ , on obtient alors une énergie thermique voisine de  $100 \text{ GWh}$  soit de l'ordre de  $9\,000 \text{ tep}^9$ .

---

<sup>9</sup> ou « tonne équivalent-pétrole », unité de mesure utilisée par les économistes pour comparer les énergies entre elles ;  $1 \text{ tep}$  est l'énergie produite par la combustion d'une tonne de pétrole moyen, ce qui représente environ  $11\,600 \text{ kWh}$  (<http://www.actu-environnement.com/>).

Il n'en demeure pas moins que la température de l'eau stockée dans un aquifère ou une cavité souterraine peut être modifiée progressivement sous l'effet des échanges thermiques entre l'eau introduite, l'eau du réservoir et la roche réservoir. L'échange thermique par advection peut être négligeable, voire nul en l'absence de gradient hydraulique (ce qui est recherché). En revanche, l'échange par conduction existe bel et bien mais il est lent. Ce fait tient à la diffusivité thermique ( $k$ ) des roches qui est faible, voisine de  $10^{-6}$  m<sup>2</sup>/s. De plus, le temps caractéristique ( $\tau$  en secondes) nécessaire à l'équilibre thermique entre l'eau introduite et la roche réservoir est proportionnel au carré de la dimension caractéristique du stockage ( $D$  en mètres) :

$$\tau \sim D^2/k$$

Si, pour se fixer les idées, on assimile le stockage précédent de 100 000 m<sup>3</sup> à une sphère, sa dimension caractéristique peut être estimée par son diamètre équivalent qui vaut 58 m. Compte tenu de la valeur de la diffusivité thermique donnée ci-dessus, le temps caractéristique d'un tel stockage peut être estimé à  $3,3 \cdot 10^9$  s, soit de l'ordre d'un siècle. Cela signifie que l'équilibre thermique complet entre l'eau injectée et la roche réservoir nécessite plusieurs dizaines d'années.



## 6. RISQUES ET IMPACTS

Le retour d'expérience disponible sur les dysfonctionnements des systèmes SETA ne dénombre pas d'accident ou de nuisance notable. Les seuls problèmes actuellement relevés se trouvent au niveau des puits : il s'agit de fuites d'eau, de corrosion de tubages ou, au contraire, de colmatage liés des précipitations biogéochimiques.

En ce qui concerne les risques, plusieurs scénarios ont été envisagés par Cherkaoui et Gombert (2012) dans le cas des SETA (Figure 12). Ils sont plus probables dans ce genre de stockage du fait des interactions étroites entre la roche-réservoir et l'eau injectée ou pompée. Toutefois, certains de ces risques (notamment thermiques, biogéochimiques et biologiques) sont théoriquement transposables aux SETCS. En outre, la présence des cavités souterraines crée un risque supplémentaire de nature mécanique dans le cas des SETCS.

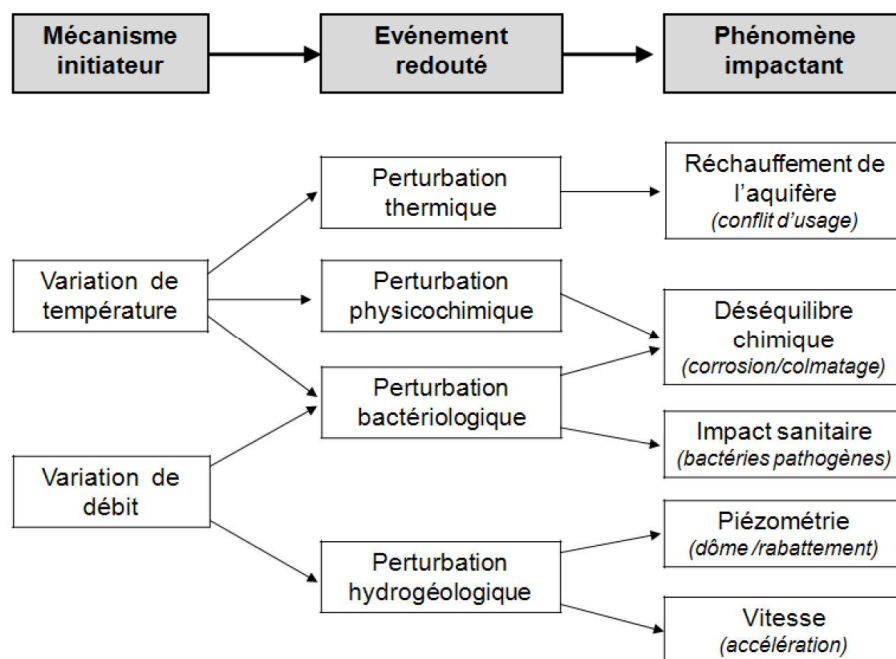


Figure 12. Scénarios de risques possibles dans le cas d'un SETA

### 6.1 RISQUE THERMIQUE

Un réchauffement de la nappe dans un volume d'aquifère de quelques dizaines de mètres de rayon est logiquement attendu en réponse à l'injection d'eau chaude au droit du forage chaud d'un dispositif de SETA en période estivale. Dans un SETA traditionnel, ce réchauffement sera normalement compensé par le pompage, en période hivernale, de l'eau chaude ainsi stockée et par l'injection d'eau froide. On devrait ainsi obtenir une perturbation thermique temporaire (saisonnière), cyclique et réversible et donc, à terme, un équilibrage de la température moyenne de la nappe au-delà de la zone d'influence de chaque injection.

L'impact sur les activités humaines sera limité dans l'espace à la zone d'influence du panache thermique créé. L'importance de cette zone d'influence diffère d'un site à l'autre en fonction des caractéristiques hydrodynamiques (perméabilité, épaisseur, porosité, gradient hydraulique, diffusivité...) ainsi que des conditions d'exploitation du SETA (débit et durée de pompage et d'injection). L'ordre de grandeur de cette zone d'influence devrait être de quelques dizaines de mètres à l'aval du puits injecteur. Les principales activités humaines susceptibles d'être impactées sont celles qui s'intéressent au champ thermique de la nappe souterraine exploitée pour le SETA ou celles utilisant des nappes contigües (autre dispositif de SETA, pompe à chaleur sur nappe...). Cependant, l'impact sur les captages souterrains d'eau potable n'est pas à négliger : ainsi la température de l'eau captée doit être inférieure ou égale 25 °C en France métropolitaine pour pouvoir être considérée comme une eau brute utilisable pour la production d'eau destinée à la consommation humaine<sup>10</sup>.

## 6.2 RISQUE PHYSICOCHIMIQUE

L'aspect physico-chimique de ce type de stockage est important car la température peut modifier l'état d'équilibre eau-roche.

L'eau à une température significativement différente de celle de l'encaissant pourra avoir tendance à induire :

- une dissolution de matière, principalement due au caractère agressif de l'eau et qui est susceptible d'induire une corrosion ;
- une précipitation de matière, principalement due au caractère incrustant de l'eau et qui est susceptible d'induire un colmatage.

Ces phénomènes physicochimiques peuvent se produire au sein de l'aquifère dans le cas d'un SETA, au niveau des parois d'une cavité souterraine de SETCS, mais également dans les tubages et canalisations, lesquels peuvent ensuite s'éroder ou se colmater (Martna, 1983).

La modélisation chimique et les mesures réalisées dans le cadre du projet ANR ATESTOC<sup>11</sup> ont montré, suite à une variation de température de l'eau de la nappe de moins de 40 °C, la possibilité d'une perturbation du pH et de certains équilibres chimiques, dont l'équilibre calco-carbonique. Par ailleurs, pour des températures plus élevées, on dispose du retour d'expérience du site expérimental de Le Plaisir-Thiverval-Grignon où l'injection d'eau au-delà de 150°C a augmenté la dissolution des silicates, ce qui a induit un colmatage par précipitation de silice et l'abandon du site.

---

<sup>10</sup> Arrêté du 11 janvier 2007 relatif aux limites et références de qualité des eaux brutes et des eaux destinées à la consommation humaine mentionnées aux articles R. 1321-2, R. 1321-3, R. 1321-7 et R. 1321-38 du code de la santé publique .

<sup>11</sup> Projet subventionné par l'Agence Nationale de la Recherche de 2008 à 2012 et intitulé « Stockage d'énergie thermique en aquifère pour la réalisation d'éco-quartiers ».

### 6.3 RISQUE BIOLOGIQUE

La température moyenne des eaux souterraines (non thermales) en France métropolitaine est généralement comprise entre 10 et 15 °C, ce qui correspond au domaine de développement des bactéries autochtones dites psychrophiles (température inférieure à 20 °C). L'injection d'eau plus chaude risque de perturber l'équilibre de la microflore stygobie<sup>12</sup> en augmentant notamment le développement de certains microorganismes mésophiles (entre 20 et 45°C) et/ou thermophiles (au-delà de 45°C), potentiellement pathogènes.

Les bactéries les plus pathogènes sont en effet des mésophiles dont l'optimum thermique se rapproche de la température corporelle et/ou de la température de certaines activités humaines (chauffage, eau chaude). Le fait d'amener l'eau à leur optimum thermique pourrait favoriser leur développement et de ralentir celui des espèces concurrentes.

Ce phénomène risque surtout d'impacter les SETA mais il n'a pratiquement pas été étudié dans le cas des SETC. Dans le cas d'un SETA, l'impact attendu va dépendre de la température d'injection au niveau du puits chaud :

- pour une température inférieure à 40 °C, la modification induite devrait être facilement réversible dès lors que l'injection d'eau chaude cesse ;
- pour une température supérieure, l'écosystème bactérien pourrait subir des transformations durables correspondant à l'apparition de conditions thermophiles dégradées.

Pour le BRGM (2008), les conséquences pour la nappe pourraient devenir significatives si plusieurs dispositifs de SETA venaient à être implantés dans un même aquifère alors qu'elles resteraient probablement négligeables dans le cas de dispositifs isolés.

On notera que cette perturbation biologique pourrait également modifier le risque physicochimique en favorisant les réactions biocatalysées au niveau du puits chaud, induisant par là un risque accru de colmatage des ouvrages (crépine du puits) ou de l'aquifère dans le proche-puits.

### 6.4 RISQUE HYDROGÉOLOGIQUE

Le fonctionnement d'un stockage souterrain d'énergie thermique nécessite des phases de pompage et de réinjection d'eau. Il est donc susceptible de créer :

- un impact pressiométrique dans le cas d'un SETCS ; cependant, les contraintes potentiellement induites dans une cavité par l'impact pressiométrique sont faibles devant les autres contraintes mécaniques (voir chapitre suivant) ;
- un impact hydrodynamique dans le cas d'un SETA ; cet impact pourrait se traduire par une variation du niveau piézométrique et/ou de la vitesse d'écoulement de la nappe ; ces effets sont susceptibles de se produire avec tout puits ou forage en exploitation mais l'alternance de phases de pompage et de réinjection sur un même ouvrage, ou le fonctionnement exclusif d'un forage

---

<sup>12</sup> Se dit des organismes vivant dans les hydrosystèmes souterrains (nappes, grottes...).

en mode pompage ou en mode réinjection, peut induire des impacts propre au SETA.

La variation du niveau piézométrique se traduira selon le cas, par

- un rabattement de la nappe avec apparition d'un cône de rabattement à proximité du forage en pompage ;
- une remontée de la nappe avec apparition d'un dôme piézométrique à proximité du forage d'injection.

Ces impacts sont normalement limités par le fait que les aquifères exploités pour le SETA doivent être moyennement à fortement perméables. Le risque principal est donc celui d'un conflit d'usage avec d'autres utilisateurs de la même nappe (captages d'eau souterraine pour l'eau potable, l'agriculture, l'industrie, les besoins privés...) en cas de rabattement ou avec certaines activités ou installations humaines (inondation de caves ou de sous-sols) en cas de remontée de nappe. Ce dernier cas est d'autant plus probable que la nappe exploitée par le SETA sera proche de la surface.

En ce qui concerne les modifications de pression et/ou de charge hydraulique induites par les phases de pompage ou d'injection d'eau, la vitesse d'écoulement de la nappe peut être perturbée, principalement au droit des forages d'injection ou de pompage. Là encore, cet impact peut se développer au droit de tout ouvrage d'exploitation des eaux souterraines et n'est pas spécifique au SETA. L'augmentation de la vitesse d'écoulement de l'eau se produira surtout à proximité immédiate des forages de pompage ou d'injection. Ce phénomène peut avoir deux conséquences principales :

- une accélération de la détérioration des crépines<sup>13</sup> ou du massif de graviers protégeant le tubage, induisant un vieillissement accéléré de l'ouvrage ; cela peut se produire aussi bien en phase de pompage qu'en phase d'injection ;
- un entraînement de particules fines depuis l'aquifère vers le forage en pompage et leur exportation dans le réseau de SETA ; l'impact de ce mécanisme, limité aux roches-réservoirs meubles de granulométrie hétérogène<sup>14</sup>, peut se développer sur une certaine distance au sein de l'aquifère (phénomène de suffosion<sup>15</sup>)

## 6.5 RISQUE MÉCANIQUE

Le risque concernant la stabilité mécanique joue surtout dans le cas des SETCS. La phase de creusement de la cavité induit une redistribution des contraintes initiales puis son chargement et son déchargement en cours d'exploitation créent des variations de contraintes susceptibles de fragiliser la cavité (Axelsson et al., 1985 ; Martna, 1983).

---

<sup>13</sup> La surface totale des ouvertures de crépines doit en effet être choisie de manière à ce que la vitesse d'entrée de l'eau soit inférieure à une certaine valeur, de l'ordre de 3 cm/s.

<sup>14</sup> Principalement des limons ou des sables très fins, voire des argiles (cas de nombreuses nappes alluviales renfermant des sables ou graviers argileux ou limoneux).

<sup>15</sup> Emportement de particules fines au sein d'un squelette de particules plus grossières ; il peut en résulter des mouvements de terrain liés à des phénomènes de tassement.

Par ailleurs, de fortes contraintes peuvent être générées en parois de la cavité du fait de la variation de la température entre le liquide injecté et la roche encaissante. Ces contraintes sont d'autant plus fortes que l'écart de température est important et que la roche est raide<sup>16</sup> : les contraintes d'origine thermique peuvent ainsi devenir prépondérantes par rapport à celles résultant de la réalisation des cavités de stockage. Elles sont donc susceptibles de conduire à un endommagement de la paroi de la cavité et compromettre l'étanchéité du stockage. Ce risque est en particulier élevé en cas de refroidissement rapide de la paroi par un liquide dont la température serait bien plus faible que celle de la roche à la profondeur de la cavité. Des contraintes de traction peuvent alors être générées sur les parois de la cavité et provoquer sa fracturation. Ce risque est d'autant plus plausible que, quelque soit la roche, sa résistance en traction est faible, voire négligeable à long terme.

En ce qui concerne l'impact de la stratification thermique au sein de la cavité sur sa stabilité, Park et al. (2014) ont montré que la meilleure stratification thermique est obtenue en augmentant le ratio hauteur/largeur mais que, ce faisant, on aggravait l'instabilité mécanique liée à la forme étroite et haute de la cavité. Le design de la cavité doit donc résulter d'un compromis entre le meilleur rendement énergétique et une bonne stabilité mécanique.

Un dernier phénomène d'origine thermomécanique est révélé par Matna (1983). Il s'agit de mouvements de terrain (remontée de la surface du sol) induits au droit de la cavité de stockage. Ce phénomène serait toutefois d'une faible amplitude, d'ordre millimétrique, sous l'effet d'un stockage d'eau très chaude (115 °C).

## **6.6 RISQUE LIÉ À LA RECONVERSION D'ANCIENNES CAVERNES DE STOCKAGE D'HYDROCARBURES**

La reconversion d'une caverne de stockage d'hydrocarbures liquides en réservoir de stockage de chaleur est un cas particulier, du fait du coût important de sa vidange complète, que ce soit par des moyens mécaniques, chimiques ou biologiques. Des études réalisées sur autoclave ont montré que, lorsque les roches imbibées de pétrole étaient immergées dans de l'eau chaude, le pétrole en était extrait et flottait à la surface. Dans le cadre de l'étude réalisée lors du projet Oxelosund, il a été montré qu'une partie du pétrole apparaissait à la surface de l'eau et pouvait donc être retiré par pompage, alors qu'une autre partie se transformait en goudron qui se déposait au fond de la caverne. Ces expériences ont permis de conclure qu'il n'est pas nécessaire de vider complètement le pétrole initialement présent dans la caverne, cela pouvant être réalisé en cours d'exploitation par récupération des matières flottantes ou décantées (Gedung & Margen, 1988). Il n'en demeure pas moins que l'impact de ces résidus d'hydrocarbures sur le milieu souterrain environnant doit être étudié.

---

<sup>16</sup> La contrainte d'origine thermique peut être estimée en thermoélasticité par le produit de trois termes : la variation de la température, le module d'élasticité et le coefficient de dilatation thermique de la roche. Ce dernier étant voisin de  $10^{-5}$  /°C, en moyenne, la contrainte thermique peut varier de quelques dixième de MPa à quelques MPa par degré de variation de température, selon la rigidité de la roche. En retenant une valeur moyenne de 1 MPa/°C, on conçoit que les contraintes thermiques puissent être largement prépondérantes par rapport aux contraintes générées par le creusement des ouvrages souterrains.

Il peut être utile de rappeler ici que le stockage souterrain de 5 Mm<sup>3</sup> de produits pétroliers dans les anciennes mines de fer de May sur Orne, réalisé près de Caen par la société Géostock entre 1969 et 1993, a du être arrêté du fait principalement des activités bactériennes entre les produits stockés, l'eau et la roche. Ce phénomène n'avait pas été identifié initialement et n'a pas pu être correctement maîtrisé lors du stockage.



## **7. BESOINS EN R&D**

### **7.1 CONCERNANT LE STOCKAGE D'ÉNERGIE THERMIQUE EN AQUIFÈRE (SETA)**

Le principal impact d'un dispositif de SETA est lié à l'écart thermique entre l'eau injectée et l'aquifère. Tant que cet écart reste modéré (de l'ordre de grandeur de 30°C, cf. Cherkaoui et Gombert 2012), le SETA est a priori réalisable dans tout type d'aquifère. Il existe cependant un besoin de R&D en ce qui concerne l'utilisation d'eau à haute température (>100°C), notamment au niveau des processus de précipitation et/ou de corrosion de certaines substances dans l'aquifère, les forages d'exploitation et les canalisations.

Il convient ensuite d'étudier les conditions de l'atteinte d'un nouvel équilibre thermostatique entre le fluide stocké, la nappe et la roche réservoir au plan local, mais également les échanges de chaleur dans l'aquifère sollicité au plan régional. Il faut par exemple définir la puissance minimale nécessaire de l'aquifère afin de minimiser les pertes énergétiques à travers ces limites, ainsi que les modalités et le périmètre du réseau de surveillance adapté.

L'impact de l'injection d'une eau à haute température doit également faire l'objet d'une recherche approfondie dans le cas des aquifères (salins) profonds. Il s'agit ici d'étudier les perturbations hydrogéochimiques induites au sein de l'aquifère et leurs impacts. On se place pratiquement dans le contexte de l'injection d'eau chaude pour l'optimisation de la gestion de doublets géothermiques. Les thèmes de recherche portent sur l'impact de différents débits d'exploitation, des hétérogénéités géologiques et de l'hydrochimie lorsque la température d'injection dépasse 80°C.

### **7.2 CONCERNANT LE STOCKAGE D'ÉNERGIE THERMIQUE EN CAVITÉ (SETCS)**

Plusieurs mécanismes sont susceptibles d'influencer les distributions de températures au sein de la cavité de stockage: i) les pertes de chaleur de la cavité vers l'encaissant (échange d'énergie thermique par conduction), ii) les phénomènes de convection thermique entre des zones de températures différentes au sein de la cavité (transfert de chaleur), iii) les perturbations engendrées par le pompage et l'injection d'eau, iv) les fluctuations de température de l'eau (Martna, 1983).

En outre, l'un des principaux paramètres à prendre en compte pour le rendement énergétique du système est l'isolation de la cavité. Le suivi des premières années de fonctionnement des rares cavités instrumentées jusqu'à présent a montré qu'une différence importante de température entre l'encaissant et l'eau de la cavité entraînait des déperditions thermiques conséquentes. Celles-ci diminuent ensuite au fur et à mesure que l'équilibre thermique entre la cavité et l'encaissant est atteint. A Lyckebo (Suède), des simulations numériques ont montré que l'équilibre thermique entre le réservoir et l'encaissant pouvait nécessiter 5 à 10 ans pour s'établir (Fogelholm et al., 2008). Cette durée, qui est proportionnelle au carré de la dimension caractéristique de la cavité, dépend donc fortement de la taille de la cavité.



## 8. BIBLIOGRAPHIE

- ADEME, 2015. La chaleur fatale industrielle. Connaître pour agir, Mars 2015, 39 p.
- Allen RD, Kannberg LD, Raymond JR, 1984. Seasonal thermal energy storage. Pacific Northwest Laboratory, US Dpt of Energy, Contract DE-AC06-76RLO1830.
- Andersson O, Hellstrom G, 2003. Underground storage for cooling. The SAVE project SOIL COOL - The NEFP Project ReKyl.
- Axelsson CL, Carlstedt A, Johnson J, Karlqvist L, Lintu Y, Olsson T, Särnblad L, 1985. Hydrogeological investigations at the storage cavern for heated water at Avesta. Hydrogeology in the Service of Man, Memoires of the 18<sup>th</sup> Congress of the International Association of Hydrogeologists, Cambridge: 104-116.
- Banks D, Skarphagen H, Wiltshire R, Jessop C, 2003. Mine water as ressource : space heating and cooling via use of heat pumps. Land Contamination & Reclamation, 11 (2): 191-198.
- Bourbiaux B, 2011. ATES Contribution to the Housing Energy Balance: a Simple Assessment Methodology. Oil & Gas Science and Technology, Rev. IFP Energies nouvelles, Vol. 66 (2011), N°1 : 21-36.
- Brgm, 2008. Projet « Serre Capteur d'énergie ». Application du stockage d'énergie thermique en aquifère au chauffage et au refroidissement de serres maraîchères. Phase 1 : étude préalable des sites. Rapport BRGM RP-56641-FR, nov. 2008.
- Brun G, 1964. La régulation de l'énergie solaire par stockage thermique dans le sol. Revue générale de thermique, 44.
- Brunström C, Larsson M, Holst P, Zinko H, Hillström CG, 1985. The Lyckebo rock cavern seasonal storage plant after one year of operation. Sunworld, 9(3): 93-95.
- Cabeza LF, 2014. Advances in thermal energy storage systems : methods and applications. Elsevier, 612 p.
- Chwieduk D, 1997. Underground thermal energy storage in Poland. Underground Thermal Energy Storage Seminar. 31 May 2012, London.
- Courtois N, Marchal JP, Menjot A, Monnot P, Noël Y, Petit V, Thiéry D, Grisey A, Grasselly D, 2007. Application du stockage thermique en aquifère au chauffage et au refroidissement de serres maraîchères en France : étude de préfaisabilité. Rapport BRGM/RP 55481-FR.
- Cherkaoui A, Gombert P, 2012. Analyse et gestion des risques liés au système de stockage d'énergie thermique en aquifère (SETA). ANR ATESTOC, rapport INERIS DRS-12-89862-02309A.
- Dannemand AJ, Bødker L, Jensen MV, 2013. Large Thermal Energy Storage at Marstal District Heating. Proceedings of the 18th International Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering, Paris 2013: 3351-3354.
- Desmedt J, Hoes H, Van Bael J, 2006. Status of underground thermal energy storage in Belgium. Underground Thermal Energy Storage Seminar. 31 May 2012, London.
- ECES, 2006. Energy Conservation through Energy Storage Programme, International Energy Agency, March 2006. <http://www.energy-storage.org/files/brochure06.pdf>

Eftring B, Hellström G, 1989. Heat storage in the ground. Stratified storage temperature model. Manuel for computer code. Department of Mathematical Physics, University of Lund, Lund.

Fogelholm CJ, Gebremedhin A, Kim S, Pedersen L, Savola T, Stang, Tveit TM, Zinko H, 2008. Improved cogeneration and heat utilization in DH networks. The 11th International Symposium on District Heating and Cooling, August 31 to September 2, 2008, Reykjavik, ICELAND

Gedung H, Margen P, 1988. Converted oil cavern used for thermal energy storage. STES Newsletter, vol. X, n°2, June 1988.

Gombert P, Lafortune S, 2012. Caractérisation hydrogéologique du site d'Aulnoy-lez-Valenciennes. Projet ANR ATESTOC : stockage d'énergie thermique en aquifère pour la réalisation d'éco-quartier. Rapport INERIS DRS-12-89862-01684A.

Gringarten AC, Landel PA, Menjoz A, Sauty JP, 1979. Etude des possibilités de stockage d'eau chaude en aquifère profond. Rapport BRGM 79 SGN 326 GTH, janvier 1979.

Hellström G, 2012. UTES Experiences from Sweden. Underground Thermal Energy Storage Seminar. 31 May 2012, London.

Hoes H, 2009. Utilisation de PAC avec stockage géothermique – étude de cas. Séminaire Bruxelles Environnement, 18/06/2009.

Hoes H, Desmedt J, Robeyn N, Van Bael J, 2006. Experiences with ATES applications in Belgium – Operational results and energy savings.

Hjorteset SG<sup>17</sup>, Hansen ER, Rueslåtten I, Spangelo T, Gjerde A, 2002. Termisk Energilager i Trondheim - Mulighet for bruk av sesongbasert lagring av termisk energi for optimal utnyttelse av nergikildene i Trondheims fjernvarmenett. Landsby ved Institutt for geologi og bergteknikk Fornybar termisk energi fra jordskorpen. Produksjon, lagring og anvendelser

IFPEN, 2013. Le stockage massif de l'énergie. Panorama 2013, 10 p.

If Technology, 2008. Geothermal energy – 20 years of Dutch experience. [http://my.trendesign.nl/ifttechnology.nl/files/Doc/publicaties/Brochure\\_IF\\_-\\_EN.pdf](http://my.trendesign.nl/ifttechnology.nl/files/Doc/publicaties/Brochure_IF_-_EN.pdf)

IFTECH, 2012. An Introduction to Aquifer Thermal Energy Storage (ATES). Underground Thermal Energy Storage Seminar. 31 May 2012, London.

Jacquelin LM, Bader AG, 2013. Le stockage souterrain de l'énergie. Geosciences, 2013 : 100-107. <hal-01061149>

Martna J, 1983. The Avesta research plant for hot water storage – State of the project. Swedish Council for Building Research, Stockholm, 1983, n°16: 367-372.

Midttomme K, Banks D, Kalskin RR, Saether OM, Skarphagen H, 2008. Ground-source heat pumps and underground thermal energy storage – Energy for the future. Slagstad T (ed.) Geology for society, special publication of Geological Survey of Norway, 11: 93-98.

Miguet L, 2009. ÉNERGIE : Stockage solaire pour chauffer un lycée en Lorraine. Le Moniteur des travaux publics et du bâtiment, p. 79.

---

<sup>17</sup> Document en norvégien sauf le résumé en anglais.

- Nielsen K, 2003. Thermal Energy Storage – A state-of-the-Art. A report within the research program Smart Energy-Efficient Buildings at NTNU and SINTEF 2002-2006.
- Paksoy HO, Andersson O, Abaci S, Evliya H, Turgut B, 2000. Heating and cooling of a hospital using solar energy coupled with seasonal thermal energy storage in aquifer. *Renewable energy* 19, 117-122.
- Park D, Park ES, Sunwoo C, 2014. Heat transfer and mechanical stability analyses to determine the aspect ratio of rock caverns for thermal energy storage. *Solar Energy* 107 (2014) 171–181, <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2014.06.008>
- Sanner B, Bartels J, 2009. Thermal energy storage in aquifers – three decades of experience gained, and what are future prospects? EGEC, IFP. Deep saline aquifers for geological storage of CO<sub>2</sub> and energy, Rueil-Malmaison, France, 17 April 2009.
- Sanner B, Knoblich K, 1998. High temperature underground thermal energy storage. New IEA-activity ECES annex 12 [http://inraweb.stockton.edu/eyos/energy\\_studies/content/docs/proceedings/SANN E2.PDF](http://inraweb.stockton.edu/eyos/energy_studies/content/docs/proceedings/SANN E2.PDF)
- Seibt P, Kabus F, 2006. Aquifer thermal energy storage - Projects implemented in Germany. In: ECOSTOCK' 2006, 10<sup>th</sup> Int. Conf. on thermal energy storage, USA.
- Sipilä K, 1990. Converting an old rock cavern into heat storage in Finland. *Fernwärme international –District Heating Fernwärme Chauffage Urbain*, Vol.19, Nr.5: 382 - 836
- Walton M, McSwiggen P, 1982. Heat Storage in deep mines at Ely, Minnesota. In *STES Newsletter*, September 1982, vol.IV, n°4.
- Wille A, Lottner V, 2006. R&D programme on thermal energy storage in Germany.