

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Département de Génie Mécanique

MÉMOIRE DE MASTER

En vue de l'obtention du Master en Énergétique

Thème

**Revue sur les centrales solaires
thermodynamiques**

Dirigé par :

Pr. A.SMAILI

Présenté par :

BOUSALEM Chaouki

Promotion Juin 2015

Remerciements

Je remercie DIEU tout puissant qui m'a donné le courage, la force et la volonté pour réaliser ce modeste travail.

Je tiens à remercier Monsieur A. SMAILI, Professeur au Département de Génie Mécanique, pour son aide, ses précieux conseils et sa disponibilité tout au long de la réalisation de ce mémoire, ainsi que pour l'intérêt qu'il a toujours porté à l'égard de mon travail.

Je tiens également à remercier les membres du jury qui ont accepté d'examiner mon travail.

Je tiens enfin à remercier tous ceux qui ont contribué de loin ou de près à la réalisation de ce travail.

Table des matières

Introduction.....	1
Chapitre 1 Généralités	3
1.1. Les capteurs solaires à concentration	3
1.1.1. Les capteurs paraboliques et sphériques	3
1.1.2. Les captures cylindro-paraboliques :.....	4
1.1.3. Les capteurs solaires type Fresnel	5
1.2. Les centrales solaires à tour :.....	6
1.3. Composants d'une centrale CSP.....	6
1.3.2 Fluide de transfert.....	9
Chapitre 2 Revue détaillée sur les centrales solaires.....	10
2.1. Centrales solaires de première génération et travaux exploratoires :.....	10
2.2 Centrales solaires de deuxième génération : des prototypes précommerciaux :.....	15
Chapitre 3 Bilans énergétiques et stockage thermiques	19
3.1 Définitions	20
3.1.1 Ratio de concentration.....	20
3.1.2 Performance thermique des capteurs à concentration	22
3.1.3 Coefficient d'échange Global	24
3.2 Stockage d'énergie thermique	27
3.2.1 Intérêt d'un système de stockage dans les centrales solaires thermodynamiques	27
3.2.2 Fonctionnement d'un procédé de stockage d'énergie thermique	28
3.2.3 Classification des systèmes de stockage.....	28
3.3 Critères de choix et de conception d'un système de stockage.....	28

3.4	Stockage d'énergie thermique par chaleur sensible	29
3.4.1	Principe de fonctionnement	29
3.4.2	Différents types de médias solides ou liquides.....	30
3.4.3	Solutions technologiques.....	30
3.5	Stockage d'énergie thermique par chaleur latente.....	32
3.5.1	Principe de fonctionnement	32
3.5.2	Matériaux à changement de phase (MCP)	33
3.5.3	Solutions technologiques.....	34
3.6	Stockage d'énergie thermique par voie thermochimique	35
3.6.1	Définition	35
3.6.2	Principe de fonctionnement	36
3.7	Comparaison des différents types de stockage d'énergie thermique	37
	Conclusion générale :.....	39
	Bibliographie	41

Listes des figures

Figure 1.1 :capteur solaire sphérique.....	4
Figure 1.2 :captures cylindro-paraboliques.....	5
Figure 1.3 :captures solaires type Fresnel.....	6
Figure 1.4 :Centrale solaire à tour.....	6
Figure 1.5:Concept de récepteur tubulaire pour capteur cylindro-parabolique.....	7
Figure 1.5 :Modes d'absorption et températures de fluide et d'absorbeur.....	8
Figure 2.1 :Centrale Solar Two, Barstow, USA, champ solaire 75 000 m ² , caloporteur et stockage sel fondu, cycle Rankine 12,4 MWe.....	10
Figure 1.2 :Prototype préindustriel Eurodish, 10 kWe, construit par SBP-SOLO (Allemagne).....	13
Figure 1.3 : Centrales SEGS, USA, 354 MWe en 9 tranches, capteurs cylindro-paraboliques à huile, cycle Rankine de 14 à 80 MWe.....	13
Figure 1.1 :Cycle à vapeur saturée d'une CSP.....	16
Figure 1.2 :Centrale PS10 près de Séville (Espagne).....	16
Figure 1.6 : Schéma du soleil à T_s à la distance R à partir d'un concentrateur..	20
Figure 1.7 : Relation entre le rapport de la concentration et de la température de fonctionnement du récepteur [14].....	22
Figure 1.3 : vue en coupe du tube du collecteur	22
Figure 1.4 :Profil de changement de phase pour le stockage par chaleur latente (solide/liquide).....	32
Figure 1.5 :Classification des systèmes de stockage par sorption et par réaction chimique [19].....	35
Figure 1.6 :Schéma de principe d'un système de stockage par voie thermochimique.....	36

Liste des tableaux

Tableau 1.3 :Principales installations prototypes à récepteur central.....	12
Tableau 1.4 :Principales installations prototypes à capteurs cylindro-paraboliques.....	14
Tableau 1.5 :Performances actuelles des systèmes de référence.....	14
Tableau 1.4 :Projets actuels de centrales solaires dans le monde.....	17
Tableau 1.5 :principales innovations dans les centrales CSP.....	18
Tableau 1.6 :Performances estimées pour les systèmes de référence avec une puissance installée de 50 MWe et exploités sous ensoleillement de Séville (2 014 kWh/(m ² .an)).....	19
Tableau 1.1 :les solutions techniques développées à échelle industrielle.....	31
Tableau 1.7 :Critères à respecter lors du choix d'un matériau à changement de phase.....	34
Tableau 3.8 :caractéristiques des différents systèmes de stockage de chaleur.....	38

ملخص:

تتكون هذه المذكرة من ثلاثة مجالات، يتمحور المجال الأول حول اللواقط الشمسية المركزة وعيانتها وفي المجال الثاني قمنا بدراسة ابتدائية حول الحويلة الحرارية للاقط الاسطواني المكافئ وفي الختام قمنا بذكر أنواع التخزين المتعددة مع ذكر الإيجابيات والسلبيات وتقديم الحلول

كلمات مفتاحية: محطة للطاقة الشمسية الحرارية، تركيز الطاقة الشمسية، جامع أسطواني مكافئ التخزين الحراري .

Résumé :

Ce mémoire se compose de trois principales parties, la première est consacrée aux capteurs solaires à concentration et ses types. La deuxième partie comporte une revue bibliographique sur les centrales solaires thermodynamiques et les travaux actuels et les nouveaux projets à venir. Dans la troisième partie on a initié l'étude d'un bilan thermique de collecteur cylindro-parabolique. Enfin les différents types de stockage, ainsi que leurs avantages et inconvénients sont présentés et discutés.

Mots clés : Centrale solaire thermodynamique, Concentration solaire, Collecteur cylindro parabolique, Stockage thermique

Abstract:

This dissertation is structured in three parts. The first is about concentrating solar collectors and its types. The second part, deals with a bibliographic survey about thermodynamic solar plants, the present and incoming research materials.. In the third part, first, an initiation on thermal analysis of a solar collector is addressed; then, the advantages and the disadvantages of different kinds of storage are presented and discussed.

Keywords: Thermodynamic solar power, Solar concentration, Cylindrical-parabolic collector, Thermal storage

Introduction

L'accroissement considérable de la population mondiale et de la consommation matérielle des pays industrialisés au cours du dernier siècle a radicalement changé la nature des problèmes géopolitiques posés par l'approvisionnement des hommes en nourriture, en eau, en énergie, par la pollution des sols ou de l'air, par la disparition de certaines espèces animales et végétales, par l'exploitation des matières premières, ...

Nous avons hérité au XIXème siècle de l'idée que la nature était inépuisable, or aujourd'hui nous nous heurtons à la constatation que nos ressources sont tarissables et que nos actions peuvent modifier la Terre sur laquelle nous vivons.

Le développement de procédés permettant d'utiliser les énergies renouvelables est aujourd'hui un des enjeux majeurs de notre société. Parmi ces énergies, l'énergie solaire montre une attractivité spécifique puisqu'elle est en abondance sur Terre et inépuisable. Le flux d'énergie moyen reçu au niveau de la Terre est de l'ordre de 1300 W.m^{-2} (ciel dégagée). L'atmosphère en réfléchit et en absorbe une partie et, en moyenne, la Terre reçoit au niveau du sol 1000 W.m^{-2} .

Le solaire thermique thermodynamique est une des technologies les plus efficaces pour valoriser cette ressource. C'est au milieu des années 1970 que le concept de centrales solaires thermodynamiques commence à éveiller l'intérêt de centres de recherche et de grands groupes industriels. Dans les années 1980, des plateformes expérimentales sont développées partout dans le monde.

Malgré le potentiel indéniable des centrales solaires thermodynamiques à produire une énergie « propre » et renouvelable, leur fonctionnement est actuellement fortement contraint par le caractère intermittent de l'énergie solaire. En effet, cette ressource est, de par sa nature, intermittente (jour/nuit), aléatoire (passages nuageux), diluée et décalée par rapport à la demande énergétique quotidienne ou saisonnière. Pour que la production d'électricité soit efficace et optimisée, il faut nécessairement développer une solution de stockage. Les centrales solaires thermodynamiques présentent l'avantage de pouvoir stocker l'énergie sous forme thermique, Actuellement, trois procédés de stockage permettent de stocker de la chaleur : par chaleur sensible, par chaleur latente et par voie thermo-chimique.

Plusieurs travaux ont porté sur l'étude des capteurs cylindro-paraboliques (la géométrie du capteur, ses paramètres internes et les paramètres externes comme l'ensoleillement, la température ambiante ...etc) et des technologies mises en

œuvre dans les centrales solaires, ainsi qu'à la résolution de la problématique du stockage.

Notre travail s'inscrit dans ce processus. Il consiste à dresser l'état des lieux des technologies mises en œuvre dans les centrales solaires thermodynamiques.

En plus de cette introduction, ce mémoire est constitué de trois chapitres (03) chapitres et d'une conclusion :

Le premier chapitre est consacré à présenter brièvement les généralités

Le deuxième chapitre concerne les centrales solaires thermodynamiques

Le troisième chapitre présente les bilans énergétiques d'un tube de concentration et le stockage thermique

Le mémoire est clôturé par une conclusion générale.

Chapitre 1 Généralités

Une centrale solaire thermodynamique à concentration (ou centrale solaire thermique à concentration ou encore **hélio-thermodynamique**, en anglais **CSP** -Concentrating Solar Power-) est une centrale qui concentre les rayons du Soleil à l'aide de miroirs afin de chauffer un fluide caloporteur qui permet en général de produire de l'électricité. Ce type de centrale permet, en stockant ce fluide dans un réservoir, de prolonger le fonctionnement de la centrale plusieurs heures au-delà du coucher du Soleil [1].

1.1. Les capteurs solaires à concentration

Pour atteindre des températures élevées (supérieures à 120°C), il est nécessaire de concentrer les rayons solaires par des jeux appropriés d'éléments réfléchissants (miroirs) ou de lentilles. La contrainte principale, outre le coût des dispositifs plus élevé que celui des capteurs plans, est le système de poursuite destiné à suivre le soleil dans sa course. Le flux solaire reçu par le capteur est d'abord réfléchi sur les miroirs du concentrateur, puis il traverse généralement un vitrage destiné à isoler thermiquement le foyer où il est absorbé par une surface appropriée. La réflexion, la transmission à travers le vitrage, et l'absorption se traduisent par des pertes optiques, caractérisées globalement par une efficacité. Dans les capteurs à concentration élevée, seule la composante directe du rayonnement solaire peut être dirigée vers le foyer, la composante diffuse ne pouvant être concentrée. L'absorbeur s'échauffe et perd de la chaleur vers l'extérieur sous forme essentiellement de rayonnement et de convection. Cette perte peut être caractérisée par un coefficient de pertes thermiques U . Un fluide caloporteur refroidit l'absorbeur en emportant la chaleur utile qui est ensuite convertie ou transférée pour différents usages.

1.1.1. Les capteurs paraboliques et sphériques

Le concentrateur parabolique ou sphérique est aussi appelé assiette. Les rayonnements solaires réfléchis par le miroir parabolique convergent vers un seul point, le foyer de la parabole. Le système doit être orienté à tout instant vers le

soleil. Le facteur de concentration moyen dépasse le millier, ce qui permet de porter le fluide à très haute température, au-delà de 700 °C) [2]. Il existe plusieurs modèles de ces assiettes, de 50 à 100 m², bien adaptées à des puissances modestes (5 à 25 kWe). le rendement maximal est $\eta_{\max}= 25 \%$.



Figure 1.1 Capteur solaire sphérique

1.1.2. Les captures cylindro-paraboliques :

La technologie des capteurs cylindro-paraboliques est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire. De nombreuses installations ont déjà été testées et commercialisées, dont certaines dans les années 80. Il est composé d'un réflecteur parabolique (miroir), d'une structure métallique, d'un tube récepteur et du système de poursuite solaire Aussi appelés concentrateurs linéaires à auge, ces miroirs de section parabolique concentrent les rayons du soleil vers une ligne focale. Le récepteur est un tube placé sur ce foyer linéaire, au-dessus de l'auge, et dans lequel circule un fluide caloporteur .l'avantage de ces miroirs paraboliques, le suivi du soleil est simplifié : il s'effectue sur un seul axe au lieu de deux pour les héliostats. Les concentrateurs sont généralement orienté nord-sud et pivotent d'est en ouest pour suivre la course du soleil [2].La concentration maximale de ce Capteur est $C_{\max}= 215$ et le rendement maximal est $\eta_{\max}= 50 \%$.



Figure 1.2 Captures cylindro-paraboliques

1.1.3. Les capteurs solaires type Fresnel

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques est la mise à forme du verre pour obtenir la forme parabolique requise. Afin de diminuer ce coût, plusieurs groupes de recherche travaillent sur des prototypes de collecteurs de Fresnel à focalisation linéaire. L'idée est d'approximer la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans, comme indiqué sur la figure 1.3.

Un premier étage de réflecteur est installé sur le sol. Le rayonnement est réfléchi au foyer de la parabole approximée par le jeu de miroirs. Un deuxième étage de réflecteurs redirige le rayonnement vers le tube récepteur [2]. Ce second étage de réflecteurs, en plus de réfléchir le rayonnement, joue aussi le rôle d'isolant pour le tube récepteur. Il est en effet recouvert d'une importante couche d'isolation en sa partie supérieure.



Figure 1.3 captures solaires type Fresnel

1.2. Les centrales solaires à tour :

Sont considérées comme hautement prometteuses bien qu'elles souffrent d'une moins longue expérience que la technologie des miroirs cylindro-paraboliques. Une tour de 40 étages soutient un capteur dominé par un champ équipé de centaines de miroirs héliostats (miroirs orienteurs), des miroirs qui suivent chacun le soleil (figure 1.4). Comme pour les miroirs cylindro-paraboliques, un liquide transporte l'énergie vers la centrale énergétique. La tour solaire nécessite moins de tuyaux sur le terrain, mais elle souffre du grand nombre d'héliostats équipés de suiveurs complexes à deux axes [2].



Figure 1.4 Centrale solaire à tour

1.3. Composants d'une centrale CSP

Le cœur d'une centrale solaire thermodynamique est constitué par le récepteur solaire auquel est associé le fluide de transfert. La nature du fluide de transfert

utilisé (liquide, gaz, ou diphasique) et la température d'utilisation visée déterminent pour une large part le concept général de la centrale et le dimensionnement de ses composants essentiels (récepteur, stockage, échangeur éventuel avec le fluide de travail du cycle thermodynamique). Il existe plusieurs concepts de récepteurs solaires, et différents fluides caloporteurs et cycles thermodynamiques ont été proposés et testés pour convertir en électricité l'énergie solaire concentrée.

1.3.1 Récepteur solaire

La majorité des récepteurs met en œuvre un chauffage indirect. Dans ces systèmes, le récepteur reçoit le rayonnement solaire et il est refroidi par circulation interne de fluide. Ce fluide de transfert – ou fluide caloporteur – a pour fonction de refroidir efficacement le récepteur solaire de façon à acquérir sa température de sortie sans provoquer d'élévation trop forte de la température des parois qui sont le siège des pertes thermiques. Pour y parvenir, il convient d'assurer le meilleur coefficient d'échange entre le fluide et le matériau du récepteur et un bon transfert de chaleur dans les parois de ce dernier. L'exemple le plus simple et le plus fréquemment rencontré est celui du récepteur à tubes, dont

La conception est inspirée de celle de nombreuses chaudières conventionnelles. On le trouve associé à tous les types de concentrateur, parabolique, à tour et cylindro-parabolique.

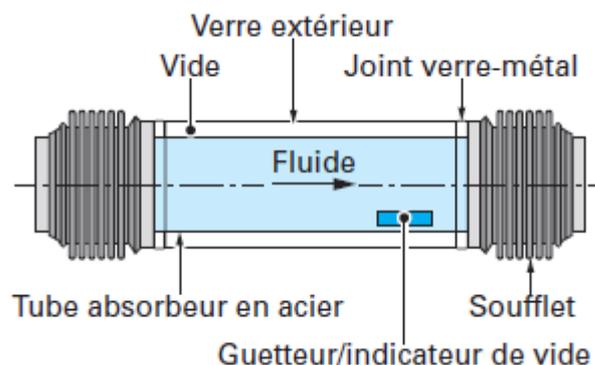


Figure 1.5 Concept de récepteur tubulaire pour capteur cylindro-parabolique

Le schéma de la figure 1.6 illustre l'absorption dans un récepteur tubulaire. C'est la configuration de récepteur la plus classique. Des configurations où le transfert à la paroi est plus efficace existent, en utilisant par exemple une plaque refroidie en face arrière grâce à une géométrie de type ailettes ou cannelures, ou bien encore une structure en nid d'abeille qui offre l'avantage de piéger le rayonnement solaire et donc de diminuer l'émissivité apparente. Un autre exemple, moins fréquent et réservé aux cas où le fluide est un gaz, est celui des récepteurs volumétriques. Une paroi poreuse ou micro-cannelée est chauffée par le rayonnement solaire. Le gaz est introduit – ou aspiré s'il s'agit de l'air ambiant – sur la face irradiée et il est progressivement chauffé en circulant dans les pores. La surface qui supporte les pertes thermiques radiatives conserve une température inférieure à la température de sortie du gaz. Ces récepteurs conservent donc des performances relativement bonnes à très haute température, mais leur conception est délicate et leur usage est confidentiel du fait de la complexité et du coût des matériaux mis en œuvre. Dans les systèmes à chauffage direct, c'est le fluide qui absorbe la plupart du rayonnement solaire. Dans le cas d'un liquide, l'écoulement se fait en film le long d'une paroi. Dans le cas d'un gaz, on crée un écoulement gaz-solide en introduisant des particules qui accroissent l'absorption et coupent la transmission du rayonnement. Ces dispositifs récepteurs ont été testés mais ils ne sont pas utilisés dans les concepts actuels de centrales solaires car leur régime de fonctionnement est difficile à stabiliser du fait de la difficulté à contrôler l'écoulement.

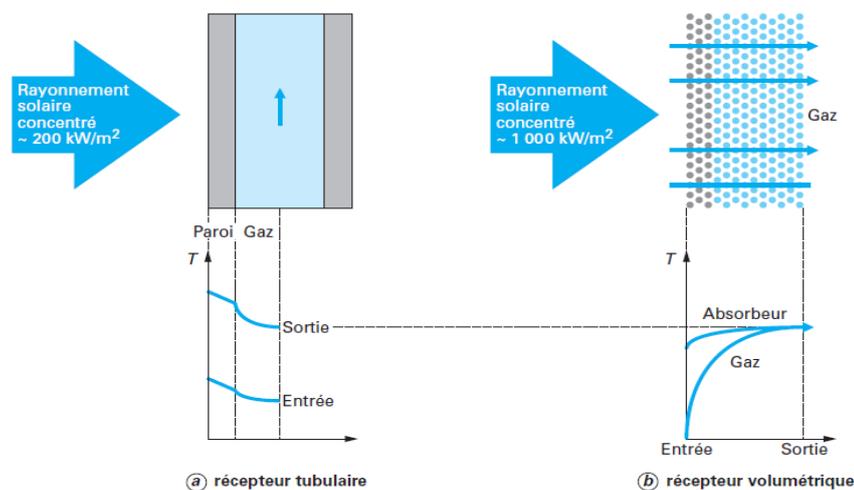


Figure 1.6 Modes d'absorption et températures de fluide et d'absorbeur

1.3.2 Fluide de transfert

Le choix du fluide de transfert est primordial : il détermine la température maximale admissible et oriente le choix de la technologie et des matériaux du récepteur ; il conditionne largement la possibilité et la commodité du stockage.

Le fluide de transfert peut aussi avantageusement être le fluide de travail du cycle thermodynamique ; on fait dans ce cas l'économie d'un échangeur. Dans le cas général d'un absorbeur surfacique, le transfert de chaleur entre le fluide et la paroi de l'absorbeur est représentée classiquement par le nombre de Nusselt. Ce dernier varie avec les propriétés du fluide et les conditions de l'écoulement, représentées respectivement par deux nombres adimensionnels : le nombre de Prandtl et le nombre de Reynolds. Les huiles sont des fluides monophasiques qui présentent un coefficient d'échange correct. Leur gamme de température est limitée à environ 400 °C. Elles se prêtent au stockage dans des bacs à stratification. Les huiles minérales, très inflammables, sont abandonnées au profit des huiles synthétiques. C'est le fluide le plus couramment employé dans les centrales à capteurs cylindro-paraboliques et cycle de Rankine. Leur mise en œuvre nécessite des précautions pour éviter les dégâts environnementaux en cas de fuite. À cause de la pression de vapeur élevée, supérieure à 1 MPa à 400 °C, les huiles ne sont pas les meilleurs fluides pour le stockage thermique car les bacs de stockage doivent être dimensionnés pour supporter la forte pression statique [3].

Les métaux liquides – notamment le sodium liquide – ayant été abandonnés pour des raisons de sécurité d'utilisation et d'impact très négatif sur l'environnement, on utilise d'autres fluides lorsque l'on souhaite accroître au-delà de 400 °C la température de la chaleur primaire produite par le concentrateur solaire. Trois candidats sont retenus :

- un mélange de sels fondus ;
- la vapeur d'eau ;
- l'air.

Chapitre 2

Revue détaillée sur les centrales solaires

2.1. Centrales solaires de première génération et travaux exploratoires :

Il s'agit de centrales prototypes de faible puissance, exploitées à titre expérimental par des organismes publics à vocation de recherche. Dans ces projets, aujourd'hui terminés, l'objectif était de tester et de valider les principaux choix techniques, d'évaluer les performances des filières et de leurs composants.

prototypes de centrales à tour

Des prototypes de centrales à tour de puissances inférieures à 11 MWe ont ainsi été exploités à titre expérimental dans les années 1980 à 2000. Ces installations sont répertoriées dans le tableau 2.1. La centrale Thémis de 2,5 MWe, installée à Targassonne en France et exploitée de 1983 à 1986, a démontré la validité du concept de caloporteur à sel fondu et stockage de sel [4]-[7]. Ce concept a été repris et poursuivi à Barstow en Californie avec l'expérience Solar Two, 1997-2000. Auparavant aux États-Unis, la production directe de vapeur dans le récepteur central d'une tour avait été validée par l'expérience Solar One en Californie, 1982-1985 malgré un incident majeur sur le récepteur.



Figure 2.1 Centrale Solar Two, Barstow, USA, champ solaire
75 000 m², caloporteur et stockage sel fondu, cycle Rankine 12,4 MWe

Certaines réalisations ne concernent que des composants pour la conversion de l'énergie solaire en chaleur et excluent le couplage entre la boucle solaire primaire et la boucle utilisatrice. Le cycle utilisateur en aval est considéré à juste titre comme un composant conventionnel dont les améliorations futures ne relèvent pas des travaux effectués par les spécialistes du solaire. Les récepteurs à air atmosphérique, par exemple, ont été testés à l'échelle de quelques centaines de kilowatts thermiques. Quelques travaux expérimentaux sur le stockage font également l'objet de réalisations de prototypes spécifiques

- stockage sur lit de particules solides ;
- stockage sur béton avec tubes noyés.

Deux sites principaux accueillent ces expériences :

- la plate-forme solaire d'Almeria en Espagne, exploitée par le centre de recherche CIEMAT ;
- aux États-Unis le centre d'essais de SANDIA Laboratoires à Albuquerque (Nouveau Mexique)

Tableau 1.1 Principales installations prototypes à récepteur central [4]

Installation	Lieu	Promoteur	Année	Capacité nette	Fluide caloporteur	Surface champ (m ²)	Nombre d'héliostats	Hauteur tour (m)	Stockage
CRTF	Albuquerque (NM, USA)	DOE	1980	5 MW _{th}	Sel fondu	8 261	222	61	Sel fondu
SSPS	Tabernas (Espagne)	AIE	1981	2,7 MW _{th}	Sodium liquide	4 616	111	43	Sodium
EURELIOS	Adrano (Sicile)	CEE	1981	1 MW _e	Vap _{sat}	4 193	182	55	Sel fondu
Sunshine	Nio (Japon)	-	1981	1 MW _e	Vap _{sat}	12 912	807	69	Sel fondu
Solar One	Barstow (Cal., USA)	DOE	1982	10 MW _e	Vap _{sur}	72 527	1 818	80	Huile
STEOR	Kern County (Cal., USA)	ARCO Power	1983	1 MW _{th}	Vap _{sat}	1 584	30	20	-
CESA-1	Tabernas (Espagne)	CIEMAT	1983	7 MW _{th}	Vap _{sat}	11 880	300	80	Sel fondu
Thémis	Targassonne (France)	EDF/AFME/CNRS	1983	2,5 MW _e	Sel Hitec	10 796	201	101,5	Sel fondu
Solar Two	Barstow (Cal., USA)	DOE	1995	12,4 MW _e	Sel fondu	75 527	1 818	54	Sel fondu

La filière parabole-Stirling,

destinée à la production décentralisée d'électricité par des unités de faible puissance (10 à 25 kWe), a été explorée depuis les années 1985 notamment par la DLR (Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt) en Europe et par Sandia aux États-Unis. Des petites industries se sont très vite intéressées à ce concept, et ont contribué aux progrès de cette filière en recherchant à fiabiliser les composants relevant de technologies de pointe. C'est le cas par exemple de Schlaich Bergermann und Partners en Allemagne et de Stirling Energy Systems aux États-Unis. Aujourd'hui, quelques prototypes pré-industriels de parabole-Stirling sont exploités à titre expérimental et démonstratif. On compte sept exemplaires du prototype SES 25 kWe :

- six à Albuquerque, USA, exploités par Sandia Labs ;
- un à Johannesburg, Afrique du Sud, exploité par Eskom. En Europe, six unités Eurodish de 10 kWe produite par SBPSOLO sont installées dans quatre pays :
 - deux à la DLR-PSA, Espagne ;
 - une à l'Université de Séville, Espagne ;
 - une au CESI, Italie ;
 - une à Wurzburg, Allemagne ;
 - la dernière au CNRS-Odeillo, France.



Figure 1.2 Prototype préindustriel Eurodish, 10 kWe, construit par SBP-SOLO (Allemagne)

Les centrales SEGS (Solar Electricity Generation System)

Situées dans le désert de Mojave en Californie sont les seules centrales solaires exploitées industriellement depuis plus de 20 ans. Conçues et construites par la société Luz grâce à des capitaux israéliens et américains et à la faveur de mesures fiscales avantageuses, elles totalisent une capacité de 354 MWe répartie en neuf tranches de 14 à 80 MWe. Les mesures incitatives ayant été suspendues, aucune centrale n'a été construite après 1991. La faillite de la société Luz a freiné le développement industriel de cette technologie. Les centrales SEGS mettent en œuvre la technologie des capteurs cylindro-paraboliques à caloporteur huile, qui est la technologie la plus mature.



Figure 1.3 Centrales SEGS, USA, 354 MWe en 9 tranches, capteurs cylindro-paraboliques à huile, cycle de Rankine de 14 à 80 MWe

Les tableaux 2.2 et 2.3 montrent respectivement les principales installations prototypes, et les performances des systèmes de référence.

Tableau 1.2 Principales installations prototypes à capteurs cylindro-paraboliques

Installation	Lieu	Promoteur	Année	Capacité nette (MW _e)	Fluide caloporteur	Température sortie (°C)	Surface champ solaire (m ²)
COSS	Vignola (France, Corse)	CEA-CNRS-AFME	1980	50 kW _e	huile (Giloterm)	250	1 176
SSPS-DCS-ACUREX	Tabernas (Espagne)	UE + USA	1981	500 kW _e	huile (Santotherm)	300	2 672
SEGS I	Daggett	Luz	1984	14 MW _e	huile	-	-
SEGS II	Daggett (Cal., USA)	Luz	1986	30 MW _e	huile (ESSO 500)	316	190 338
SEGS III/IV	Kramer Junction (Cal., USA)	Luz	1987	30 MW _e	huile	349	230 300
SEGS V	Kramer Junction (Cal., USA)	Luz	1988	30 MW _e	huile	349	250 500
SEGS VI	Kramer Junction (Cal., USA)	Luz	1989	30 MW _e	huile (Dowtherm A)	390	188 000
SEGS VII	Kramer Junction (Cal., USA)	Luz	1989	30 MW _e	huile	390	194 280
SEGS VIII	Harper Lake (Cal., USA)	Luz	1990	80 MW _e	huile	390	464 340
SEGS IX	Harper Lake (Cal., USA)	Luz	1991	80 MW _e	huile	390	483 960
LS-3	Tabernas (Espagne)	CIEMAT-UE	1997	-	huile (Syltherm 800)	420	685
DISS	Tabernas (Espagne)	Iberinco-CIEMAT-UE	1998	-	Vap _{sur}	400	3 838
SKAL-ET	Kramer Junction (Cal., USA)	Solar Millennium, Flagsol, SBP	2004	-	huile	400	4 350
El Nasr	Égypte	NREA	2004	-	Vap _{sat}	175	1 900

Tableau 1.3 Performances actuelles des systèmes de référence

Technologie	Cylindro-parabolique		Tour à récepteur central (CRS)			CRS hybride	Parabole - Stirling
	Huile	Vapeur surchauffée	Sels fondus	Vapeur saturée	Air à 1 atm	Air sous pression	Hydrogène
Référence	Andasol	Inditep	Solar Tres	PS10	PS10 (1)	Solgate	Eurodish
Lieu	Espagne	PSA (2), Espagne	Espagne	Espagne	Espagne	PSA, Espagne	PSA, Espagne
Taille projet	50 MW _e	4,7 MW _e	17 MW _e	11 MW _e	10 MW _e	14,7 MW _e CC (3)	10 kW _e
État	en cours	en cours	en projet	en cours	suspendu	achevé	achevé
Maturité	Commercial	Pilote	Pilote	Pilote	Pilote	Pilote	pré-commercial
Capacité max. installée	SEGS 80 MW _e	DISS 0,8 MW _{th}	Solar Two 11 MW _e	2 MW _{th}	Phoebus 2,5 MW _{th}	Solgate 230 kW _e	Eurodish 10 kW _e
Stockage	sels fondus	non	sels fondus	réservoir eau/vapeur	lit céramique	non	non
Cycle	Rankine	Rankine	Rankine	Rankine	Rankine	Brayton	Stirling
LEC (5) (€/kWh _e)	0,172	0,162	0,183	0,241	0,234	0,147 (4)	0,281

2.2 Centrales solaires de deuxième génération : des prototypes précommerciaux :

Aux centrales de première génération, conçues de 1975 à 1990, succède aujourd'hui la deuxième génération d'installations solaires basée sur des concepts déjà validés, avec parfois quelques améliorations techniques.

Les politiques incitatives adoptées notamment en Espagne et dans quelques états du sud-ouest des USA (Californie, Arizona, Nevada) ouvrent des perspectives nouvelles de développement industriel des centrales avec l'espoir de pénétrer le marché de l'électricité. Une industrie des technologies solaires à concentration se construit en Europe et aux USA. Les projets de centrales de deuxième génération font largement appel à des investissements privés et sont portés par des groupements industriels investisseurs (Solar Millennium, ACS, Acciona), constructeurs et assembleurs (Solucar-Abengoa, Ghera, Inabensa, Flabeg, Schott, Solargenix), ingénieristes (Flasol, SBP, SENER) et exploitants (APS). Aux USA, Solargenix a mis en service fin 2005 en Arizona une centrale de 1 MW à capteurs cylindro-paraboliques et cycle de Rankine organique. La même société a démarré en 2006 la construction au Nevada d'une centrale de 65 MW qui comportera un champ de capteurs cylindro paraboliques de 300 000 m² et occupera une surface au sol de 1,4 km²

Les projets en Europe sont PS10, Andasol et Solar Tres, tous trois situés en Espagne, où le tarif de rachat de l'électricité solaire thermodynamique a été porté à 0,28 €/kWh pour des installations de puissance limitée à 50 MWe. La première est en exploitation, la deuxième est en chantier, la construction de Solar Tres n'a pas démarré.

Conçue et exploitée par Solucar, PS10 est une centrale à tour à génération directe de vapeur saturée, stockage d'eau pressurisée et cycle à vapeur saturée (figure 2.4). Elle est installée à Sanlucar, à proximité de Séville, où la ressource solaire directe annuelle atteint 2 015 kWh/m².an. Le champ solaire comporte 624 héliostats de 121 m². Le récepteur est une cavité constituée par 4 panneaux de tubes de 5 m × 12 m ; le stockage thermique a une capacité de 15 MWh ; la vapeur est fournie au cycle sous 40 bar à 250 °C. La puissance nominale est de 11 MWe et la production annuelle estimée est de 23 GWh/an. La centrale occupe une surface de 60 ha ; la mise en service a été faite en 2007.

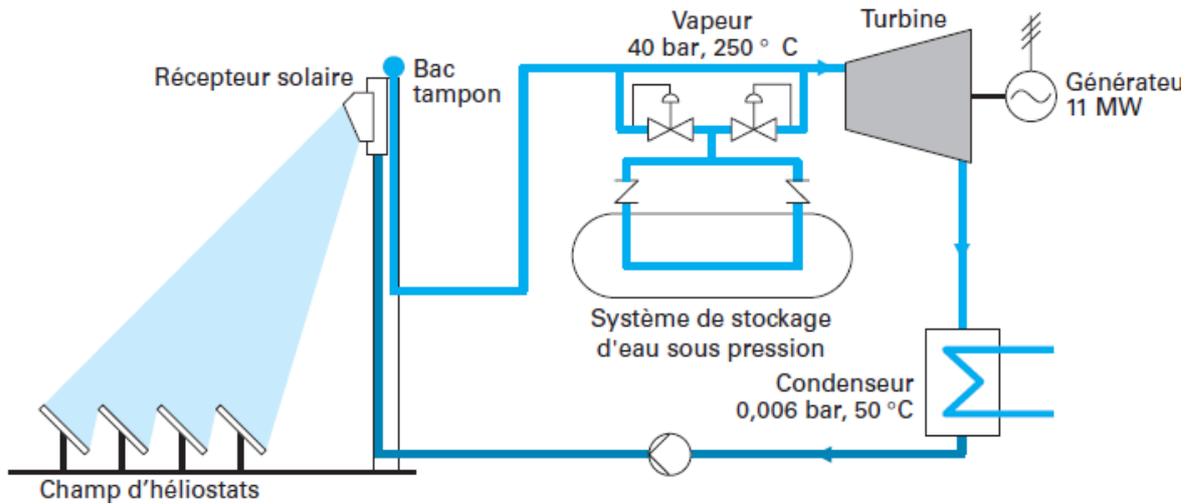


Figure1.4 Cycle à vapeur saturée d'une CSP



Figure1.5 Centrale PS10 près de Séville (Espagne)

Andasol est un projet industriel de centrale à capteurs cylindro-paraboliques et de fluide caloporteur à l'huile. La particularité de cette centrale est la disposition d'un stockage de très grande capacité (7 h) et d'un champ solaire surdimensionné (500 000 m²) par rapport au cycle (50 MWe). L'objectif est de produire l'électricité au plus près de la courbe de charge du réseau, soit de 9 h à 23 h.

Solar Tres est une centrale à tour à fluide caloporteur sel fondu et stockage à sel fondu, directement issue des expériences Thémis et Solar Two. Les Seules différences, sont le générateur de vapeur qui sera placé dans la tour et les pompes à sel seront noyées dans les bacs de stockage. Un champ de miroirs surdimensionné de 264 825 m²(2 750

héliostats de 96,3 m²) et un stockage de 15 h alimenteront un cycle de Rankine de puissance nominale 17 MWe. Selon le concepteur SENER, la production annuelle estimée de Solar Tres exploitée sous un ensoleillement de 2 060 kWh/(m².an) sera de 105 566 MWh. Le facteur de capacité ainsi atteint sera très élevé : 71 %.

Une vingtaine de projets de centrales 100 % solaires ou hybrides sont actuellement à l'étude dans le monde, ce qui représente une capacité solaire de production voisine de 2 000 MWe. La plupart mettent en œuvre la technologie la plus mûre aujourd'hui : les capteurs cylindro-paraboliques et comme caloporteur de l'huile. Les projets de centrales solaires dans les pays en développement (Inde, Algérie, Maroc) bénéficient d'un fond d'aide au développement accordés par la Banque mondiale. Le tableau 2.3 indique les principaux projets. Il s'agit d'installer un champ de capteurs Solaires cylindro-paraboliques à huile, couplé à une centrale au gaz à cycle combiné de 150 MWe. La puissance solaire installée est de 30 MWe.

Tableau 1.4 Projets actuels de centrales solaires dans le monde

Localisation	Capacité solaire	Technologie
USA	1 000 MW _e	cylindro-parabolique + huile
Espagne	515 MW _e 15 MW _e 30 MW _e	cylindro-parabolique + huile tour + sels fondus tour + vapeur saturée
Israël	100 MW _e	cylindro-parabolique + huile
Afrique du Sud	100 MW _e	tour + sels fondus
Égypte	30 MW _e	cylindro-parabolique + huile et ISCC
Algérie	30 MW _e	cylindro-parabolique + huile et ISCC
Maroc	20 MW _e	cylindro-parabolique + huile et ISCC
Italie	20 MW _e	cylindro-parabolique + sels fondus
Allemagne	1 MW _e	tour + air 1 atm

Tours solaires.

Il consiste à créer un mouvement convectif d'air chauffé dans une immense serre déployée au sol pour alimenter une cheminée qui rejette l'air en altitude à plus basse température [8]. Une turbine installée au pied de tour est entraînée par la poussée résultant du déplacement de la masse d'air à faible vitesse. Le rendement de cette machine thermodynamique est faible, la température de source chaude demeure limitée à quelques dizaines de degrés. L'unique et modeste réalisation expérimentale de hauteur 195 m pour 50 kW construite en 1982 et exploitée jusqu'en 1989 à Manzanares (Espagne) par la société allemande Schlaich Bergermannund Partner [9], [10] a encouragé la création en Australie du groupe Enviro Mission pour promouvoir un projet de

construction d'une tour solaire haute de 1 000 m capable de générer 200 MW. Par défaut de financement, ce projet colossal est toujours dans les limbes.

Centrales du futur et efforts de recherche.

Les filières présentant encore des risques technologiques élevés constituent les centrales de troisième génération. Leur exploitation à l'échelle industrielle (50 à 200 MWe) nécessite au préalable des étapes intermédiaires de développement à l'échelle pilote (1 à 10 MWe). Selon une étude effectuée en 2004 par le programme européen ECOSTAR [11], [12] les travaux de recherche à entreprendre pour faire baisser le coût de l'électricité solaire concerne en priorité les concentrateurs, les dispositifs de stockage et les récepteurs. Le tableau 2.5 indique les principales innovations dans ces trois domaines, les gains de performance et les échéances correspondantes.

Tableau 1.5 principales innovations dans les centrales CSP

Composants	Innovations	Gains de performance / réduction de coût	Échéance
Concentrateurs	Taille 120 m ² à + 200 m ²	Investissement réduit	< 5 ans
	Verre mince / miroir face avant	Réflexivité plus grande 93,5 %	5 à 10 ans
	Miroirs anti-poussière	Entretien réduit	> 10 ans
	Héliostats autonomes	Investissement réduit	< 5 ans
Stockage	Sels fondus avec thermocline (1 bac)	Investissement réduit	5 – 10 ans
	Liquides ioniques à température ambiante	Réduction de la consommation parasite pour conditionnement	> 10 ans
	Béton avec structures modulaires	Charge/décharge rapide	5 – 10 ans
	Matériaux à changement de phase (DSG)	Faible encombrement	> 10 ans
	Lit fixe ou fluidisé (gaz/solide)	Stockage haute température (centrales à air, hybrides, cycles à gaz)	10 ans
	Réservoirs à vapeur	Stockage du fluide de travail du cycle	< 5 ans
Récepteurs / absorbeurs	Dépôts absorbants/sélectifs	Élévation de température	5 à 10 ans
	Contrôle des instabilités d'écoulement	Efficacité de transfert	-
	Diminution de pertes de charge		-
	Fenêtres, optiques secondaires	Augmentation du rendement	-

Les outils de conception et d'évaluation développés par les centres de recherche au cours des vingt dernières années ont atteint un niveau de fiabilité qui permet d'effectuer des projections de performances et de coûts à partir des données accumulées par les expérimentations de systèmes de référence [13]. Les résultats du programme européen ECOSTAR sont à ce titre instructif. Pour toutes les filières, l'ensoleillement du site est déterminant. Le coût de l'électricité produite par une centrale exploitée sous 2 900 kWh/(m².an) au lieu de 2 000 kWh/(m².an) est réduit de 31 %. En situant des projets de même puissance (50 MWe) au même lieu (Séville, Espagne) et avec une contrainte de

production électrique identique (pleine puissance de 9 h à 23 h ou heures ensoleillées), on analyse les performances de différentes technologies de maturité distincte. Le tableau 2.6 rassemble les résultats essentiels de cette étude pour 2 filières cylindro-paraboliques (huile ou eau/vapeur) et 4 filières à tour (sels fondus, vapeur saturée, air à 1 atm et hybride air pressurisé). Les rendements annuels solaire-électricité se situent entre 13,5 % et 19,1 %, sauf pour la filière avec génération directe de vapeur surchauffée (9,9 %) pénalisée par un rendement de cycle faible (26 %) dû à la faible dimension du système de référence (4,7 MWe). Les filières les moins avancées présentent les plus forts potentiels de réduction de coût, ce qui placera toutes les technologies dans une même fourchette de coût de production de 0,11 à 0,15 €/kWh_e à l'horizon 2015. À ces réductions liées aux progrès des performances, il convient d'ajouter la réduction de coût liée au déploiement de ces technologies et à l'accroissement de la taille individuelle des unités.

Tableau 1.6 Performances estimées pour les systèmes de référence avec une puissance installée de 50 MWe et exploités sous ensoleillement de Séville (2 014 kWh/(m².an))

Technologie	Cylindro-parabolique		Tour à récepteur central (CRS)			CRS hybride
	Huile	Vapeur surchauffée	Sels fondus	Vapeur saturée	Air à 1 atm	Air sous pression
Surface champ solaire..... (m ²)	442 035	448 191	458 160	465 032	522 900	152 000
Puissance électrique (MW _e)	50 (1 × 50)	47 (10 × 4,7)	51 (3 × 17)	55 (5 × 11)	50 (5 × 10)	58,7 (4 × 14,7)
Implantation (m ² /kW _e)	34,4	34	35,9	33,8	41,8	29,4
Stockage	2 bacs sels fondus 3 h	-	2 bacs sels fondus 3 h	Réservoir eau/vapeur 0,4 h	Lit fixe céramique 3 h	-
Investissement (€/kW _e)	3 530	2 840	3 470	3 019	3 989	1 622
champ solaire	51 %	64 %	36 %	38 %	35 %	22 %
tour	-	-	3 %	5 %	5 %	8 %
récepteur	-	-	15 %	14 %	13 %	11 %
stockage	8 %	-	3 %	4 %	13 %	-
groupe	22 %	17 %	24 %	20 %	15 %	39 %
coûts indirects	19 %	19 %	19 %	19 %	19 %	20 %
Facteur de capacité..... (%)	28,5	21,7	33	26,4	33	55,1
Fraction solaire..... (%)	100	100	100	100	100	19
Cycle	Rankine	Rankine	Rankine	Rankine	Rankine	Brayton
Rendement du cycle (%)	37,5	26	38	30,3	34	44,7
Rendement annuel solaire-électricité (%)	14	9,9	16	13,6	13,5	19,1
LEC (€/kWh _e)	0,172	0,187	0,155	0,168	0,179	0,139 (1)
Impact des innovations	13 à 29 %	23 à 38 %	11 à 25 %	21 à 33 %	25 à 37 %	17 à 28 %
LEC 2015 (2) (€/kWh _e)	0,12 à 0,15	0,11 à 0,14	0,12 à 0,14	0,11 à 0,13	0,11 à 0,14	0,093 à 0,115

Chapitre 3

Bilans énergétiques et stockage thermiques

3.1 Définitions

3.1.1 Ratio de concentration

Un rapport de concentration de flux local peut être défini comme le rapport du flux en un point quelconque sur le récepteur par rapport à l'ouverture, qui varie à travers le récepteur [14]. Le rapport de concentration de surface est le rapport entre la surface miroir A_a et la surface de l'absorbeur A_r :

$$C = \frac{A_a}{A_r} \quad (3.1)$$

Le développement du taux de concentration maximale, est basé sur la seconde loi de thermodynamique appliquée à l'échange de chaleur par rayonnement entre le soleil et le récepteur. On considère le concentrateur circulaire avec zone d'ouverture A_a et la zone de visualisation du récepteur A_r , et le soleil de rayon r à la distance R .

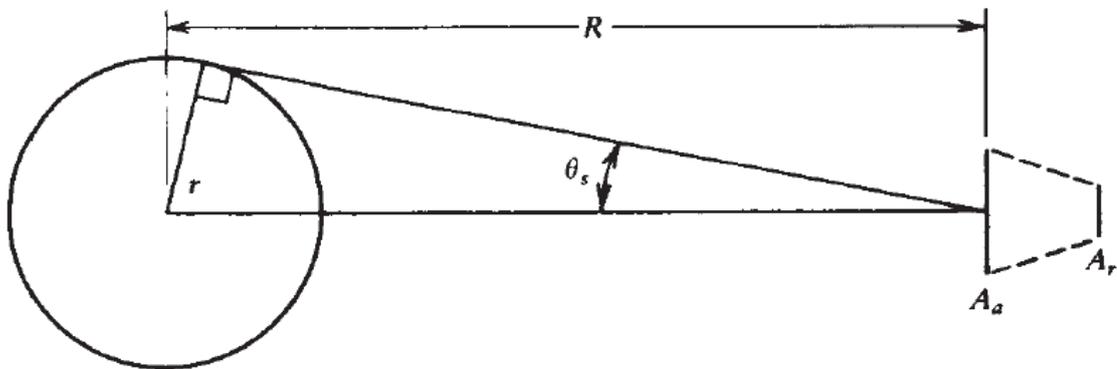


Figure 2.1 Schéma du soleil à T_s à la distance R à partir d'un concentrateur avec zone d'ouverture A_a et zone de réception A_r

Le demi-angle sous-tendu par le soleil est (θ_s). Si le concentrateur est parfait, le rayonnement du soleil sur l'ouverture (et donc aussi sur le récepteur) est la fraction du rayonnement émis par le soleil, qui est interceptée par l'ouverture. Bien que le soleil n'est

pas un corps noir, aux fins d'une analyse approximative il est peut être considéré comme un corps noir à T_s :

$$Q_{s \rightarrow r} = A_a \frac{r^2}{R^2} \sigma T_s^4 \quad (3.2)$$

L'énergie de radiation d'un corps noir est égale à $A_r T_r^4$ et une fraction de E_{r-s}

$$Q_{r \rightarrow s} = A_r \sigma T_r^4 E_{r-s} \quad (3.3)$$

Quand T_r et T_s sont égales, le deuxième principe de la thermodynamique implique que $Q_{s \rightarrow r}$ est égale à $Q_{r \rightarrow s}$, on trouve ainsi :

$$\frac{A_a}{A_r} = \frac{R^2}{r^2} E_{r-s} \quad (3.4)$$

Et comme la valeur maximale de E_{r-s} est l'unité, le ratio de concentration maximum pour un concentrateur circulaire est :

$$\left(\frac{A_a}{A_r}\right)_{\text{circulaire,max}} = \frac{R^2}{r^2} = \frac{1}{\sin^2 \theta_s} \quad (3.5)$$

$$\left(\frac{A_a}{A_r}\right)_{\text{linéaire,max}} = \frac{1}{\sin \theta_s} \quad (3.6)$$

Ainsi, avec $\theta_s = 0.27^\circ$, le rapport de concentration maximale possible pour les concentrateurs circulaires est 45000, et pour les concentrateurs linéaires, le maximum est de 212.. La Figure 3.2 montre les plages pratiques de ratios de concentration et les types de systèmes d'optiques nécessaires pour fournir de l'énergie à différentes températures.

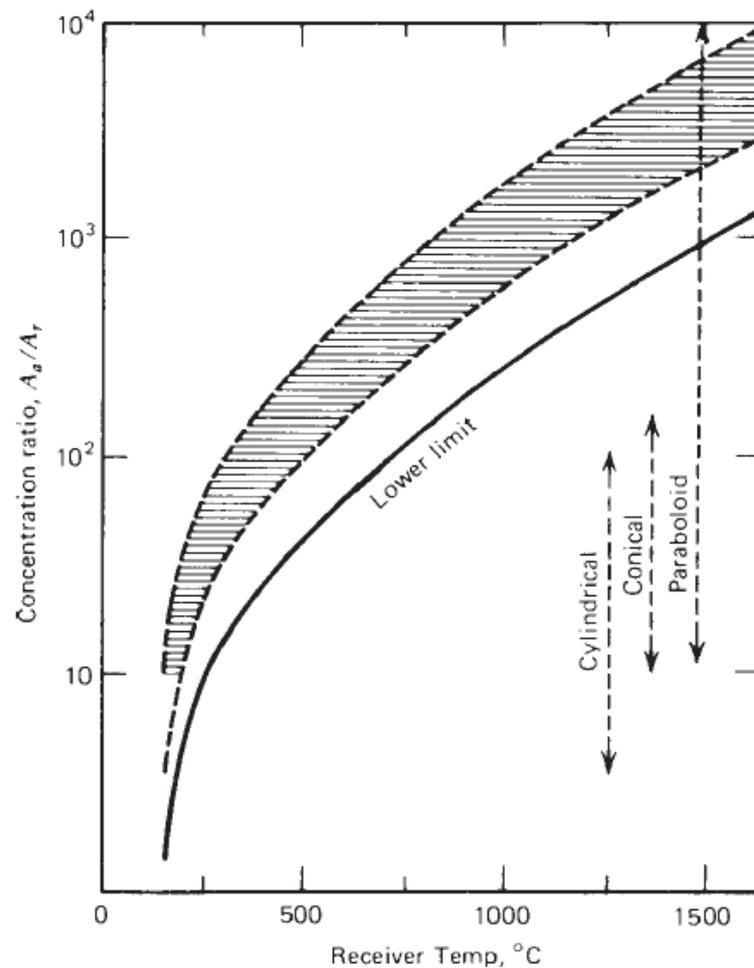


Figure 2.2 Relation entre le rapport de la concentration et de la température de fonctionnement du récepteur [14]

3.1.2 Performance thermique des capteurs à concentration

Les miroirs du collecteur réfléchissant les rayons du soleil vers le récepteur. Ce récepteur est un tube opaque recouvert d'une enveloppe en verre, afin d'éviter les pertes par convection entre la surface absorbante et l'enveloppe de verre on crée un vide entre elles

- 1 : fluide caloporteur
- 2 : Récepteur
- 3 : le vide
- 4 : l'enveloppe
- 5 : l'ambiance

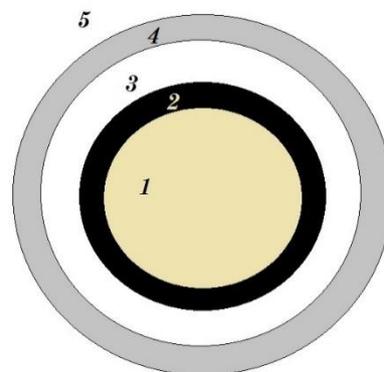


Figure 2.3 vue en coupe du tube du collecteur

Le transfert de chaleur entre le fluide et le récepteur est donnée par : Q1

$$Q_1 = \pi D_r L h_f (T_f - T_{r,i}) \quad (3.7)$$

Où :

h_f : Coefficient d'échange convectif

$T_{r,i}$: Température de la couche interne de récepteur

D_r : Diamètre du récepteur

h_f : est calculé en fonction du nombre de Nusselt

T_f : Température de fluide

Le transfert de chaleur entre le récepteur et l'enveloppe est donnée par :

Q2

$$Q_2 = \frac{2\pi k_{eff} L}{\ln(D_{ci}/D_{ro})} (T_r - T_{ci}) + \frac{\pi D_r L \sigma (T_r^4 - T_{ci}^4)}{\frac{1}{\varepsilon_r} + \frac{1-\varepsilon_c}{\varepsilon_c} \left(\frac{D_{ro}}{D_{ci}}\right)} \quad (3.8)$$

Ce transfert est constitué principalement par le rayonnement et de la convection entre le récepteur et l'enveloppe.

Avec :

k_{eff} : Conductivité effective entre l'absorbeur et l'enveloppe

L : Longueur de tube

D_{ci} : Diamètre intérieur de l'enveloppe

D_{ro} : Diamètre extérieur de récepteur

T_r : Température de récepteur

T_{ci} : Température de la couche interne de l'enveloppe

σ : Constante de Boltzmann

ε_c : Émissivité de l'enveloppe

ε_r : Émissivité de récepteur

Le transfert de chaleur à travers l'enveloppe est donné par : Q3

$$Q_3 = \frac{2\pi k_c L (T_{ci} - T_{co})}{\ln(D_{co}/D_{ci})} \quad (3.9)$$

Où :

k_c : Conductivité de l'enveloppe

D_{co} : Diamètre extérieure de l'enveloppe

D_{ci} : Diamètre intérieur de l'enveloppe

T_{co} : Température de la couche externe de l'enveloppe

T_{ci} : Température de la couche interne de l'enveloppe

Le Transfert de chaleur entre le l'enveloppe et le milieu extérieur est donne par : Q4

$$Q_4 = 2\pi D_{co} L h_w (T_{co} - T_a) + \varepsilon_c \pi D_{co} L \sigma (T_{co}^4 - T_{sky}^4) \quad (3.10)$$

où :

T_a : Température de l'air ambiant

T_{sky} : Température du ciel

h_w : Coefficient d'échange convectif avec l'ambiant

3.1.3 Coefficient d'échange Global

L'évaluation du coefficient d'échange Global Ul se fait En utilisant l'analogie électrique, on peut donc écrire :

$$Q_{loss} = U_L A_r (T_r - T_a) \quad (3.11)$$

où : U_L est le coefficient d'échange global entre le récepteur et l'air ambiant :

$$U_L = Q_{loss}/A_r(T_r - T_a) \quad (3.12)$$

En examinant les facteurs qui représentent la variation de la température dans la direction d'écoulement. Le développement est analogue à celui des capteurs plans, mais les différentes géométries nécessitent une procédure modifiée. Traitant alors de nouveau les systèmes de concentration linéaires avec des récepteurs cylindriques.

Le coefficient de transfert thermique global (sur la base du diamètre du tube à l'extérieur du récepteur) entre le cadre et le fluide est :

$$U_0 = \left(\frac{1}{U_L} + \frac{D_o}{h_{fi}D_i} + \frac{D_o \ln(D_o/D_i)}{2k} \right)^{-1} \quad (3.13)$$

où

D_i :Diamètres intérieur de tube

D_o :Diamètres extérieur de tube

k : Conductivité thermique du tube.

h_{fi} : Coefficient de transfert de chaleur à l'intérieur du tube

Le gain d'énergie utile par unité de longueur du collecteur Q_u , est exprimé en termes de température de récepteur local T_r , et le rayonnement solaire absorbé par unité de l'ouverture S , est :

$$q'_u = \frac{A_a S}{L} - \frac{A_r U_L}{L} (T_r - T_a) \quad (3.14)$$

où

A_a ; Surface d'ouverture

S : Flux solaire absorbé W/m^2

A_r Surface de récepteur

Aa est la région non ombrée de l'ouverture de concentrateur et Ar est l'aire de récepteur (πDL pour l'absorbeur cylindrique). Et en ce qui concerne le transfert d'énergie vers le fluide à la température locale du fluide T_f :

$$q'_u = \frac{(A_r/L)(T_r - T_f)}{\frac{D_o}{h_{fi}D_i} + \left(\frac{D_o}{2k} \ln \frac{D_o}{D_i}\right)} \quad (3.15)$$

En éliminant le terme T_r à partir des équations précédentes on obtient :

$$q'_u = F' \frac{A_r}{L} \left[S - \frac{A_r}{A_a} U_L (T_f - T_a) \right] \quad (3.16)$$

Ainsi le facteur d'efficacité du capteur solaire :

$$F' = \frac{1/U_L}{\frac{1}{U_L} + \frac{D_o}{h_{fi}D_i} + \frac{D_o \ln(D_o/D_i)}{2k}} \quad (3.17)$$

où,

$$F' = \frac{U_0}{U_L} \quad (3.18)$$

La puissance utile peut aussi être donnée en fonction de la température d'entrée du fluide par :

$$Q_u = F_R A_a \left[S - \frac{A_r}{A_a} U_L (T_i - T_a) \right] \quad (3.19)$$

où T_i est Température d'entré fluide

D'une manière analogue à celle d'un capteur plan, le facteur d'écoulement de collecteur F'' est donnée par :

$$F'' = \frac{F_R}{F'} = \frac{\dot{m}C_p}{A_r U_L F'} \left[1 - \exp \left(- \frac{A_r U_L F'}{\dot{m}C_p} \right) \right] \quad (3.20)$$

où :

\dot{m} : Débit de fluide

C_p : Capacité calorifique de L'HTF

3.2 Stockage d'énergie thermique

3.2.1 Intérêt d'un système de stockage dans les centrales solaires thermodynamiques

Quelle que soit leur technologie, le fonctionnement des centrales solaires thermodynamiques est fortement contraint par le caractère intermittent de l'énergie solaire. Pour que la production d'électricité soit efficace et optimisée, il faut nécessairement développer une solution de stockage. Les centrales solaires thermodynamiques présentent l'énorme avantage d'avoir la possibilité de stocker de l'énergie thermique, ce qui est, à priori, bien moins onéreux que le stockage d'énergie électrique. Il existe par exemple un facteur 20 au minimum entre le coût des batteries lithium/ion, estimé à 1000 €/kWh et celui des solutions de stockage d'énergie thermique par matériaux à changement de phase (actuellement les plus onéreuses se situant vers 50 €/kWh).

L'objectif d'un système de stockage est de découpler la production d'électricité de la ressource énergétique. Deux échelles de temps apparaissent, les systèmes de stockage à court terme (< 1 h) qui ont pour objectif de :

- maintenir la production constante pendant les passages nuageux ;
- diminuer le nombre de phases de démarrage et d'arrêt des turbines ;

Et, les systèmes de stockage de masse (> 1 h) qui ont pour objectif de ;

- optimiser le fonctionnement des turbines ;
- adapter au maximum la production à la demande ;
- augmenter la capacité de la centrale ;

Les systèmes de stockage d'énergie thermique ont généralement des temps de réponse assez longs et seront donc plus efficaces s'ils sont utilisés en tant que systèmes de stockage de masse [20].

3.2.2 Fonctionnement d'un procédé de stockage d'énergie thermique

Le procédé de stockage de l'énergie thermique se déroule en trois étapes :

- La charge, durant laquelle l'énergie thermique issue du champ solaire est emmagasinée ;
- Le stockage de la chaleur, de durée plus ou moins longue selon les besoins et/ou le procédé de mise en œuvre ;
- La décharge qui correspond à la phase de restitution de l'énergie thermique pour produire de l'électricité. Différentes options de pilotage d'une unité de stockage thermique peuvent être mises en œuvre selon les variations journalières et annuelles de l'ensoleillement et de la demande en électricité.

3.2.3 Classification des systèmes de stockage

Dans les centrales solaires thermodynamiques, les systèmes de stockage d'énergie thermique peuvent être classés en deux catégories : actifs ou passifs. Le terme de stockage actif est utilisé dans le cas où le matériau de stockage circule dans la centrale. Ce type de stockage se sous divise encore en deux catégories :

- Le stockage actif direct quand le matériau circule dans le champ solaire ;
- Le stockage actif indirect dans le cas contraire.

À l'opposé, dans le cas d'un système de stockage d'énergie thermique passif (aussi appelé régénérateur), le matériau de stockage ne circule pas dans le procédé. L'énergie thermique du champ solaire transitant via un fluide caloporteur, est transférée vers le matériau de stockage à l'aide d'un échangeur. La structure de l'échangeur de chaleur est au sein même du matériau de stockage.

3.3 Critères de choix et de conception d'un système de stockage

Les critères de conception d'un système de stockage sont nombreux et leur importance relative est directement liée à la technologie de la centrale et au mode de fonctionnement souhaité. Si la capacité thermique, i.e. la quantité d'énergie stockée et restituée, est un point clé, d'autres critères doivent être pris en compte, qu'ils soient économiques :

Coût du matériau de stockage ;

- coût de l'échangeur de chaleur ;
- coûts d'investissement liés à l'encombrement du système de stockage.

Ou bien techniques :

- densité énergétique élevée (par unité de masse ou de volume) ;
- conductivité thermique élevée ;
- transferts de chaleur efficaces entre le fluide caloporteur/de travail et le matériau de stockage ;
- stabilité mécanique et chimique du matériau de stockage ;
- compatibilité chimique entre le fluide caloporteur/de travail, l'échangeur de chaleur et/ou le

Matériau de stockage ;

- réversibilité du matériau de stockage pour un nombre élevé de cycles de charge et de décharge ;
- peu de pertes thermiques ;
- contrôle/commande du procédé maîtrisé.

Tous ces points doivent être pris en compte lors de la conception et du dimensionnement de l'unité de stockage. Plusieurs solutions technologiques répondant à tout ou partie à ces critères ont été étudiées. Elles font l'objet des paragraphes suivants.

3.4 Stockage d'énergie thermique par chaleur sensible

3.4.1 Principe de fonctionnement

Dans un système de stockage par chaleur sensible, l'énergie thermique est stockée par l'augmentation de la température d'un matériau suivant la relation 3.41 :

$$E = \int_{T_{froid}}^{T_{chaud}} m \cdot C_p \cdot dT \quad (3.41)$$

Où

E la quantité d'énergie stockée (J),

m la masse du matériau de stockage (kg)

C_p la chaleur spécifique du matériau de stockage (J.kg⁻¹.K⁻¹)

dT la variation de la température durant l'étape de charge (K).

Durant l'étape de charge, l'énergie thermique est transférée au média afin d'augmenter sa température. Celui-ci est stocké à la température de travail de l'étape de charge. Lors de la décharge, le média est refroidi afin de récupérer l'énergie thermique emmagasinée.

La capacité d'un matériau à stocker de l'énergie thermique sensible dépend notamment de la valeur du produit entre sa masse volumique et sa chaleur spécifique. Néanmoins, les paramètres comme : la température d'exploitation, la conductivité thermique, la diffusivité, la pression de vapeur, la stabilité et le coût sont aussi importants [15] ; Le stockage par chaleur sensible peut être réalisé par un média solide (systèmes de stockage passifs) ou liquide (systèmes de stockage passifs ou actifs). Avec un média solide, le stockage a lieu dans un lit compact qui requiert un fluide caloporteur pour l'échange de chaleur. Pour un média liquide (sels fondus, huiles naturelles et synthétiques, eau) le stockage se fait en général dans des thermoclines ou dans des réservoirs de stockage [15]

3.4.2 Différents types de médias solides ou liquides

Lors du choix d'un média pour un système de stockage par chaleur sensible, plusieurs critères sont à prendre en compte. Ils sont répertoriés ci-dessous :

- Les gammes de fonctionnement en termes de température et de pression doivent être adaptées au procédé ;
- La conductivité thermique du média doit être élevée (diminution de l'inertie) ;
- La masse volumique et la chaleur spécifique du média doivent être élevées (amélioration de la Densité de stockage) ;
- Le média doit être stable dans le temps et résistant aux cyclages ;
- Le média doit être compatible avec les matériaux de construction ;
- Le coût du média doit être faible.

Quelques exemples de matériaux solides et liquides généralement utilisés pour le stockage par chaleur sensible sont répertoriés dans l'article de [15]

3.4.3 Solutions technologiques

Il existe différentes technologies permettant de mettre en œuvre un système de stockage par chaleur sensible. Le Tableau 3.1 présente les solutions techniques développées à l'échelle industrielle.

Tableau 2.1 quelques technologies de stockage par chaleur sensible existantes

Technologies	Principes	Installations
Stockage passif dans un milieu solide	L'énergie thermique est transmise/récupérée par un fluide caloporteur à un milieu solide	Plataforma Solar de Almeria/DLR
Stockage actif à deux réservoirs	Un réservoir « chaud » permet de stocker le fluide en sortie du champ solaire qui alimentera en période de non-enseulement le générateur de vapeur. En sortie de celui-ci, le fluide, refroidi, est dirigé vers un réservoir de stockage avant de retourner à nouveau vers le champ solaire.	SEGS I, SEGS II, Solar Two, Solar Tres, Andasol, Gemasolar...
Stockage actif à un réservoir ou thermocline	Dans ce type de stockage on n'utilise qu'un fluide et qu'un réservoir. Le fluide chaud et froid sont présents dans le même réservoir, avec un gradient thermique entre les deux. Ce gradient est nommé « thermocline ». Le fluide utilisé dans le réservoir est le fluide caloporteur	Solar One, PSA...
Stockage de vapeur	La vapeur surchauffée est stockée dans un réservoir d'eau sous pression dans lequel elle se condense. En phase de décharge, la vapeur est produite par la détente de l'eau saturée.	PS10

(2010), Alvarado I (2009), Archimede (2010) et une vingtaine d'autres centrales qui utilisent deux réservoirs de stockage en sels fondus. Solar One (mise en fonctionnement en 1982 et arrêtée 1985) et IEA-SSPS (en fonctionnement) utilisent respectivement un réservoir thermocline huiles/roches et un réservoir thermocline huile pure ou huile/acier. Récemment, dans la centrale solaire de GEMASOLAR (Tour solaire/Héliostats) possédant un système de stockage actif à deux réservoirs, une génération d'électricité en continu d'environ 20 MW_e a été mise en œuvre durant 48 h (6-7 Juin 2011). Cette première prouve la faisabilité d'une production d'électricité en continu dans une centrale solaire thermodynamique munie d'un stockage par chaleur sensible et souligne la robustesse du procédé développé [16]

3.5 Stockage d'énergie thermique par chaleur latente

3.5.1 Principe de fonctionnement

L'énergie thermique peut être stockée de façon isotherme grâce à un changement de phase des matériaux, solide/liquide ou liquide/vapeur. Durant l'étape de charge, l'énergie thermique fournie au média permet son échauffement, puis son changement de phase et éventuellement sa surchauffe. Celui-ci est ensuite stocké à la température de charge. Lors de la restitution de l'énergie celui-ci change de nouveau de phase pour restituer l'énergie stockée et reprendre son état initial. La Figure 3.4 représente les différentes étapes d'un tel système de stockage.

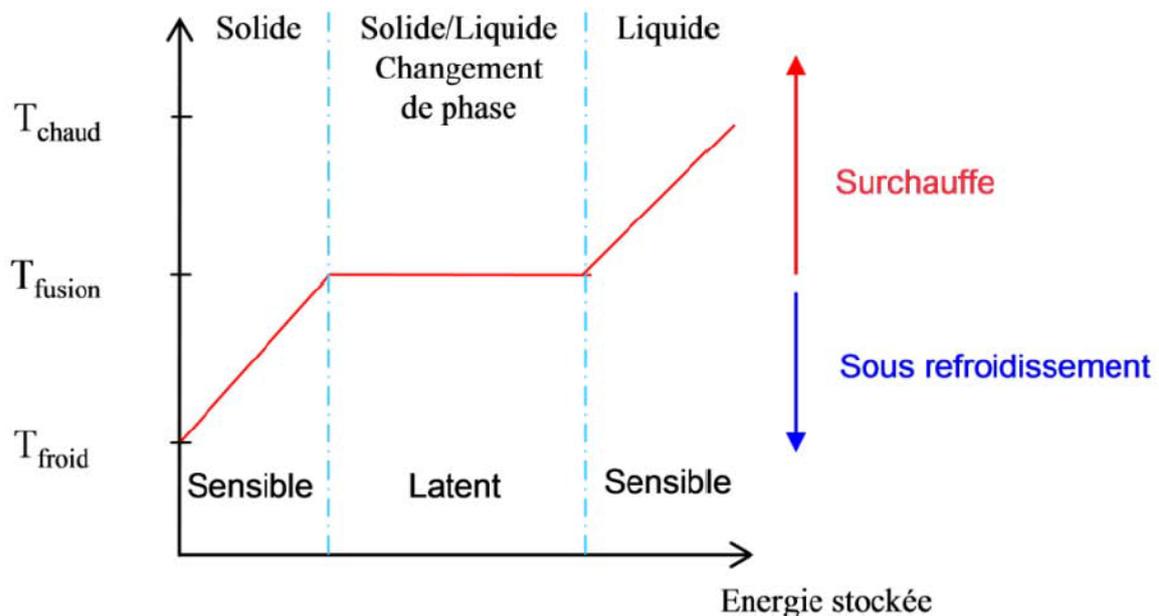


Figure 2.4 Profil de changement de phase pour le stockage par chaleur latente (solide/liquide).

La quantité d'énergie stockée dans le matériau à changement de phase est la somme des énergies sensibles et de l'énergie latente suivant la relation 3.42 La majeure partie de l'énergie stockée est comprise dans l'enthalpie de changement de phase du matériau.

$$E = \int_{T_{\text{froid}}}^{T_{\text{fusion}}} m \cdot C_{p,s} \cdot dT + m \cdot \Delta L + \int_{T_{\text{fusion}}}^{T_{\text{chaud}}} m \cdot C_{p,l} \cdot dT \quad (3.42)$$

où

E la quantité d'énergie stockée (J),

m la masse du matériau de stockage (kg),

$C_{p,s}$ et $C_{p,l}$ respectivement les chaleurs spécifiques des matériaux solide et liquide (J/kg.K),

ΔL l'enthalpie de changement de phase (J/kg)

dT est variation de la température durant l'étape de charge (K).

Les procédés de stockage d'énergie thermique par chaleur latente sont généralement des systèmes de stockage passifs. Le fluide caloporteur passe dans le stockage uniquement pendant les phases de charge et de décharge. Le matériau de stockage ne circule pas, il est séparé du fluide caloporteur. Pour assurer le transfert de chaleur entre les deux, des échangeurs de chaleur sont utilisés. La majorité des procédés utilisent des transitions solide-liquide. L'utilisation de stockage par chaleur latente permet de réduire les volumes de stockage par rapport au stockage par chaleur sensible et d'avoir des températures de travail isothermes, en charge et en décharge. En revanche, les technologies à utiliser pour le transfert de chaleur et la sélection des matériaux sont plus complexes. Des problèmes subsistent encore, dont notamment la durée de vie des produits qui se dégradent après plusieurs cycles de fusion-solidification et les transferts thermiques qui sont complexes à optimiser [15]

3.5.2 Matériaux à changement de phase (MCP)

Lors du choix d'un matériau à changement de phase, plusieurs critères doivent être pris en compte, notamment la température de fusion qui doit être en adéquation avec l'utilisation qui va en être faite. Les critères de choix sont répertoriés dans le Tableau 3.2.

Tableau 2.2 Critères à respecter lors du choix d'un matériau à changement de phase

Thermiques	<ul style="list-style-type: none"> ○ Température de changement de phase adéquate ○ Enthalpie de changement de phase élevée ○ Conductivité thermique élevée
Physiques	<ul style="list-style-type: none"> ○ Masse volumique élevée ○ Faible variation de volume au changement de phase ○ Faible pression partielle de vapeur
Cinétiques	<ul style="list-style-type: none"> ○ Pas de surfusion (i.e. pas de cristallisation à une température inférieure à la température de fusion) ○ Taux suffisant de cristallisation
Chimiques	<ul style="list-style-type: none"> ○ Stabilité à long terme à la température de travail ○ Compatibilité avec les matériaux de construction ○ Non toxicité ○ Non inflammabilité
Économiques	<ul style="list-style-type: none"> ○ Abondance du matériau ○ Disponibilité ○ Coût du matériau

3.5.3 Solutions technologiques

Il existe différentes technologies permettant de mettre en œuvre un système de stockage par chaleur latente, comme les échangeurs tubulaires et les échangeurs. Un effort de recherche important sur l'amélioration des transferts thermiques doit être fait sur ce type de systèmes afin qu'ils soient viables et performants. Les solutions proposées pour atteindre ces objectifs [17] sont les suivantes :

- Augmenter la surface d'échange entre le caloporteur et le matériau à changement de phase ;
- Utiliser des matériaux composites avec une conductivité améliorée ;
- Utiliser un milieu intermédiaire pour transférer la chaleur du fluide caloporteur au matériau à changement de phase.

La technologie de stockage par chaleur latente n'est pas encore développée industriellement. La majorité des études menées sur ce type de technologie ont été faites

à l'échelle laboratoire ou prototype. Seuls deux projets, le projet DISTOR (2004/2007) et le projet ITES (2010), ont mis en œuvre des prototypes de grande taille. Un prototype dimensionné pour 100 kW_{th} ayant une capacité de stockage effective de 58 kWh_{th} avec 2100 kg de mélange de 54% KNO₃/ 46% NaNO₃, a été testé dans la centrale solaire d'Almería en Espagne (centrale à capteurs cylindro-paraboliques, projet DISTOR). Un prototype de stockage couplé, sensible/latent/sensible d'une capacité de 1 MWh_{th} a été implanté dans la centrale d'Endesa en Espagne en 2009. Le module de stockage par chaleur latente contient 14 tonnes de NaNO₃[18]

3.6 Stockage d'énergie thermique par voie thermochimique

3.6.1 Définition

Le terme de stockage thermochimique recouvre deux phénomènes : la sorption et la réaction chimique. Le stockage de chaleur par sorption est intéressant pour le stockage basse température ($T \approx 80 \text{ }^\circ\text{C}$) tandis que pour des applications de type solaire concentré ($T \approx 200 \text{ à } 1000 \text{ }^\circ\text{C}$), ce sont les réactions de synthèse chimique qui semblent être les plus adaptées. La Figure 3.5 présente la classification des systèmes de stockage par sorption et par réaction chimique.

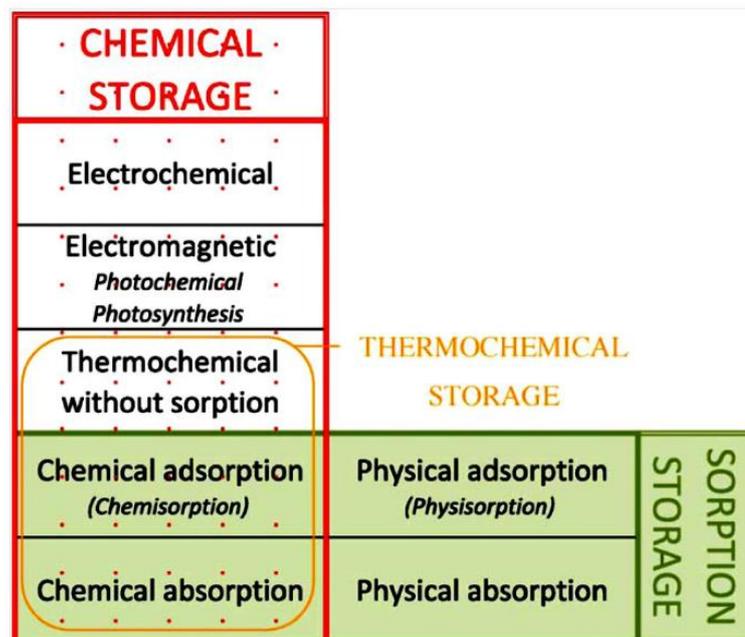
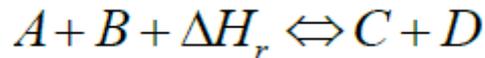


Figure 2.5 Classification des systèmes de stockage par sorption et par réaction chimique [19].

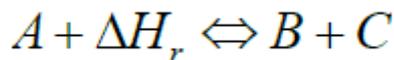
Les gammes de température de stockage pour une application dans une centrale solaire thermodynamique sont de l'ordre de 300 à 550°C. Ainsi, seuls les phénomènes de stockage thermochimique sans sorption seront étudiés.

3.6.2 Principe de fonctionnement

La voie thermochimique exploite la réversibilité des réactions chimiques pour stocker l'énergie. De façon générale, les réactions sont de la forme :



Les réactions les plus couramment rencontrées sont de la forme suivante :



Pour ce type de stockage, la réaction mise en jeu doit être totalement réversible afin que le procédé ne perde pas sa capacité de stockage au cours des cycles. Le schéma de principe du stockage de chaleur par voie thermochimique est présenté sur la Figure 3.6.

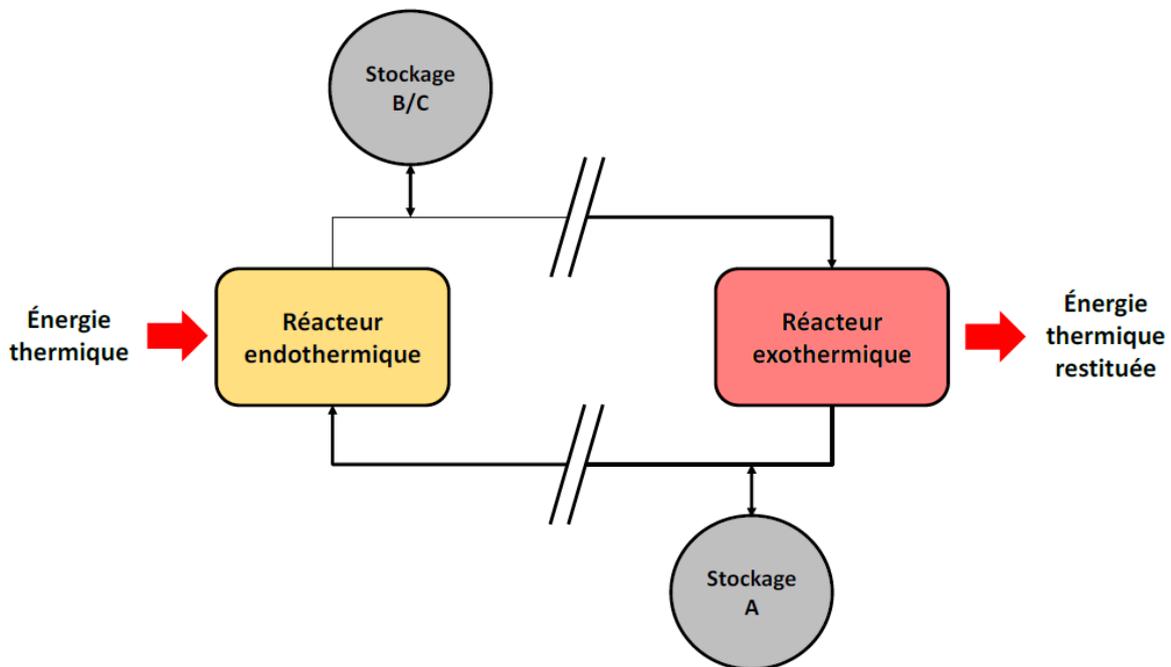
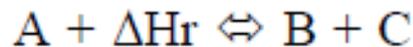


Figure 2.6 Schéma de principe d'un système de stockage par voie thermochimique

Lors de l'étape de charge, l'énergie thermique issue du champ solaire permet de mettre en œuvre la réaction endothermique. Les produits de cette réaction (B et C) sont séparés et stockés. Lorsque l'énergie thermique doit être restituée, les produits stockés (B et C) sont mis en contact afin de réaliser la réaction exothermique réversible et ainsi restituer la chaleur et régénérer le produit initial (A). La quantité d'énergie qui peut être stockée dans une réaction chimique de type



La somme des énergies sensibles des matériaux et de la chaleur de réaction. La quantité d'énergie stockée est exprimée selon la relation (3.43) :

$$E = \sum_{i=1}^N \int_{T_i}^{T_f} m_i \cdot C_{pi} \cdot dT + n_A \times \Delta H_r \quad (3.43)$$

où

E la quantité d'énergie stockée (J),

n_A le nombre de moles du produit A (mol),

ΔH_r l'enthalpie de la réaction (J.mol^{-1A}).

3.7 Comparaison des différents types de stockage d'énergie thermique

Le Tableau 3.3 répertorie les caractéristiques des trois systèmes de stockage d'énergie thermique présentés. Six paramètres fondamentaux ont été choisis : la densité énergétique, la température de stockage, la durée de stockage, le transport de l'énergie, la maturité du système et la complexité de mise en œuvre du système.

		Stockage par chaleur sensible	Stockage par chaleur latente	Stockage par voie thermochimique
Densité énergétique	Volumétrique	Faible ~15 - 60 kWh.m ⁻³	Moyenne ~ 50 -100 kWh.m ⁻³	Elevée ~100 - 500 kWh.m ⁻³
	Massique	Faible ~ 0,02-0,03 kWh.kg ⁻¹	Moyenne ~ 0,05-0,1 kWh.kg ⁻¹	Haute ~0,5-1 kWh.kg ⁻¹
Température de stockage		Température de l'étape de charge	Température de l'étape de charge	Température de l'étape de charge ou température ambiante
Durée de stockage		Limitée (Pertes thermiques)	Limitée (Pertes thermiques)	Théoriquement illimitée
Transport de l'énergie		Faible distance	Faible distance	Distance théoriquement illimitée (Kato & al., 2006)
Maturité		Echelle industrielle (20 MW _e)	Echelle pilote (100 kW _{th})	Echelle laboratoire (1-5 kW _{th})
Technologie		Simple	Moyenne	Complexe

Tableau 2.3 caractéristiques des différents systèmes de stockage de chaleur[21]

Actuellement le stockage de chaleur par voie thermochimique est le procédé de stockage thermique le moins mature, mais celui-ci offre plusieurs avantages par rapport aux deux autres systèmes :

- La densité énergétique (volumétrique ou massique) est respectivement 5 à 10 fois plus importante que pour des systèmes de stockage par chaleur latente ou par chaleur sensible ;
- La restitution de la chaleur peut se faire à température constante ;
- La durée de stockage et la distance de transport des réactifs sont théoriquement illimitées, puisque les produits peuvent être stockés à température ambiante (aucune perte thermique).

C'est le seul procédé de stockage de chaleur qui permet de réaliser un stockage « inter-saisonnier », c'est-à-dire, stocker l'énergie l'été pour la restituer l'hiver.

En développant un procédé de stockage par voie thermochimique, une nouvelle génération de systèmes de stockage d'énergie thermique pourra être mise en place dans les centrales solaires thermodynamiques, réduisant ainsi les volumes de stockage, permettant de transporter l'énergie et de la restituer à des températures parfaitement contrôlées, mais aussi de stocker de la chaleur à haute température (au-delà de 400 °C). Aujourd'hui, développer un tel système reste un défi technologique

Conclusion générale :

Ce travail fournit un aperçu général des centrales solaires à concentration. Les différents systèmes sont décrits, ainsi que les grandes lignes de développement. Une description des différents projets déjà opérationnels est proposée et les perspectives de développement sont évoquées.

Au niveau économique, la technologie des centrales solaires pour la production d'électricité est prête pour le marché. Plusieurs types d'installations ont déjà été testés et analysés avec succès. Une expérience non négligeable a été acquise dans ce domaine, qui pourra apporter une contribution significative aux installations futures.

L'implémentation géographique de ces systèmes sera vraisemblablement limitée aux pays de la ceinture solaire, l'investissement ne semblant pas justifié dans le court terme pour des pays moins ensoleillés

La rapidité du développement des centrales solaires dépendra cependant de nombreux facteurs, tels que les aides publiques, la confiance des investisseurs,

Le développement des systèmes de stockage thermique efficace et rentable est crucial pour le développement futur de l'énergie solaire à concentration, car elle permet d'augmenter la durée de production de la centrale et ainsi augmenter ses revenus, Un bon système de stockage thermique doit avoir une bonne capacité de stockage, être sûr et facile à contrôler et avoir une bonne durée de vie.

Les différents modes de stockage sont le stockage par énergie sensible et par énergie latente .seulement le stockage par énergie sensible est aujourd'hui généralisé dans les centrales solaires à concentration.

Le stockage par énergie latente offre certains avantages et est considéré comme une technologie prometteuse qui reste le premier objectif de recherche dans le domaine du stockage thermique dans les centrales thermiques CSP.

Il existe plusieurs systèmes de stockage qui ne sont pas arrivés à la maturité. Cependant certains d'entre eux prouvent leur efficacité dans des centrales à concentration solaire et d'autres paraissent très prometteurs.

Les centrales solaires, installées en premier lieu dans les régions du globe à fort ensoleillement direct annuel, seront alors concurrentielles avec les technologies conventionnelles qui utilisent les ressources fossiles. L'hybridation solaire-fossile, techniquement possible et déjà à l'œuvre ou en projet dans quelques pays en développement, offre une stratégie de transition particulièrement séduisante.

Enfin, il est probable que les systèmes à concentration contribueront de manière non négligeable aux objectifs de réduction des émissions de CO₂ et aux problèmes de développement et de fourniture d'énergie pour les régions arides.

Bibliographie :

[1] [enligne][citation :07 septembre15]

https://fr.wikipedia.org/wiki/Centrale_solaire_thermodynamique

[2] K.Heinloth. «Energy technologies: Renewable energy.» USA : Springer, 2006.

[3] FERRIERE (A.) centrales solaires thermodynamiques, Technique de l'ingénieur, avril 2008

[4] FERRIERE (A.). – Conception et optimisation d'un outil d'aide à la conduite d'une centrale solaire : application à la centrale Thémis. Thèse de Doctorat en Sciences, spécialité Énergétique, Université de Perpignan, 1987.

[5] FERRIERE (A.), BONDUELLE (B.) et AMOUROUX (M.). – Development of an optimal control strategy for the Themissolar plant. Part 1:Themistransient model. ASME Journal of Solar Energy, 111, 1989, pp. 298-304.

[6] FERRIERE (A.), BONDUELLE (B.) et AMOUROUX (M.). – Development of an optimal control strategy for the Themissolar plant. Part 2:Themis model, operation: validation and simulation. ASME Journal of Solar Energy, 111, 1989, pp. 305-310.

[7] BONDUELLE (B.), RIVOIRE (B.) et FERRIERE (A.). – La centrale expérimentale Thémis : bilan et perspectives. Revue de Physique Appliquée,24, 1989, pp. 453-461.

[8] BONNELLE (D.). – Vent artificiel : tallisbeautiful. Éditions Cosmogone, 2003.

[9] HAAF (W.), FRIEDRICH (K.), MAYR (G.) et SCHLAICH (J.). – Solar Chimneys. Part 1:Principle and Construction of the Pilot Plant in Manzanares. International Journal of Solar Energy 2 (1), 3-20, 1983.

[10] HAAF (W.). – Solar Chimneys Part II:Preliminary Test Resultsfrom the Manzanares Pilot Plant. International Journal of Solar Energy2 (2), 141-161, 1984.

[11] PITZ-PAAL (R.), DERSCH (J.) et MILOW (B.). – ECOSTAR Roadmap Document. DLR, SES6-CT-2003-502578, 2005, <ftp://ftp.dlr.de/ecostar/>

[12] PITZ-PAAL (R.), DERSCH (J.), MILOW (B.), FERRIERE (A.), TELLEZ (F.), ZARZA (E.), STEINFELD (A.), LANGNICKEL (U.), SHPILRAIN (E.), POPEL (O.) et KARNI (J.). – Development steps for concentrating solar power technologies with maximum impact oncostreduction. International Solar Energy Conference ISEC 2005, Orlando, Florida, August 6-12, 2005.

[13] FERRIERE (A.). – Les centrales solaires thermodynamiques : l'état de l'art et les

perspectives mondiales. Les énergies renouvelables : l'alternative sans crise, Colloque de l'institut ENSAM de Corse, Bastia, 31 mars - 1er avril 2005.

[14] Solar Engineering of Thermal Processes, 4th Edition John A. Duffie, William A. Beckman May 2013

[15] GIL A., MEDRANO M., MARTORELL I., LAZARO A., DOLADO P., ZALBA B., CABEZA L. F., State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1- Concepts, materials and modelization. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14 (1), pp. 31-55, 2010.

[16] RELLOSO S., LATA J., Moltensalt storage: A proven solution to increase plant dispatchability. Experience in GEMASOLAR tower plant, 2011.

[17] MEDRANO M., GIL A., MARTORELL I., POTAU X., CABEZA L. F., State of the art on high-temperature thermal energy storage for power generation. Part 2- Case studies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14 (1), pp. 56-72, 2010.

[18] LAING D., BAUER T., STEINMANN W. D., LEHMAN D., Advanced high temperature latent heat storage system – Design and tests results, 11th International Conference on thermal Energy storage–Effstock, Stockholm, Sweden, 2009a.

[19] EDEM N'TSOUKPOE K., LIU H., LE PIERRES N., LUO L., A review on long term sorption solar energy storage, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 13, pp. 2385-2396, 2009.

[20] IEA, Energy Storage Technology – Overview and Comparison, 2nd Workshop “Energy storage – Matching the supply and demand in future”, July 14–16th, Bad Tölz, Germany, 2010.

[21] KATO Y., Possibility of chemical heat storage in thermal energy transportation market. IEA, ECES IA Annex 18, Transportation of energy utilizing Thermal Energy Storage Technology. 1st Workshop, 13 – 15 November 2006, Tokyo, Japan.