

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique

Université M'hamed BOUGARA-Boumerdes



Faculté des Sciences de L'Ingénieur

Département Génie Mécanique

Mémoire de Master

En vue de L'obtention du diplôme de **MASTER** en

Filière : Energies Renouvelables

Spécialité : Energies Renouvelables en mécanique

THEME

*Modélisation des transferts de chaleur du tube
absorbeur d'un capteur cylindro-parabolique*

Présenté par :

- SEKHI AREZKI
- BENSLIMANE ISLAM

Suivi par :

Mr. BRACHEMI BELAID

2017/2018

Remerciements

Tous d'abord nous remercions ALLAH, de nous avoir guidés et nous avoir donné la force d'accomplir ce travail.

Nous tenons à exprimer tous nos plus vifs remerciements à notre promoteur **Mr. BRACHEMI** pour ses conseils éclairés et ses remarques judicieuses, qui nous ont permis de terminer ce travail. Nous tenons à remercier **Mr AIT CHIKHE Abdessamed** pour son aide précieuse. Nous tenons à remercier tous les enseignants d'énergie renouvelable qui ont contribué à notre formation.

Au membre de jury d'avoir accepté de juger notre travail.

Nous voudrions aussi exprimer toute notre gratitude et nos remerciement à tous ceux ou celles qui nous ont apporté soutien ou aide moral.

Je dédie ce travail à :

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

*Ceux qui se sont donné les peines et les sacrifices, pour me voir
réussir dans la vie :*

*Mes chers parents, qui m'ont apporté soutien et confort tout au
long de mes études.*

Mes frères et mes sœurs et mes belles sœurs

A Mes très chers amis

Et tous ceux que j'aime et je respecte

*Sans oublier mes enseignants qui m'ont soutenu durant toutes
mes années d'études.*

SEKHI AREZKI

Je dédie ce moment

Dédicace

Je dédie mon travail à :

*À mon cher papa, à qui je souhaite une très longue vie,
pleine de joie, de bonheur et de prospérité.*

*À ma mère, la plus chère du monde à qui, je devrai toute la
reconnaissance, pour tout ce qu'elle a fait et donné pour moi,
depuis ma naissance, jusqu'à ce que j'aie pu atteindre ce niveau-*

*là. Mes sœurs et frères. Et tous les membres des familles sans
oublier les amies et*

*Les camarades avec lesquels j'avais partagés des moments
inoubliables.*

BEN SLIMAN ISLEM

Sommaire

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre I : Etude bibliographique

1	Introduction.....	3
2	Histoire de l'utilisation de l'énergie solaire à concentration	3
3	L'état de l'art des centrales solaires à capteurs cylindro-paraboliques.....	8
4	Les modes de transfert de chaleur.....	12
4.1	Transfert de chaleur par conduction	12
4.2	Transfert de chaleur par convection	13
4.2.1	Convection naturelle	13
4.2.2	Convection forcée	14
4.3	Transfert de chaleur par rayonnement	14
5	Gisements solaire	15
5.1	Le Soleil	15
5.2	L'énergie solaire	15
5.3	Repérage du Soleil dans le ciel	15
5.4	Coordonnées géographiques	15
5.4.1	Coordonnées équatoriales	16
5.4.2	Coordonnées horizontales	17
5.4.3	Heure et temps	17
5.5	Le rayonnement solaire	19
5.5.1	Le rayonnement direct	19
5.5.2	Le rayonnement diffus	19
5.5.3	Le rayonnement global	19
6	Le gisement solaire en Algérie	20
7	Récapitulation des données du gisement solaire.....	20

8	Conclusion	23
---	------------------	----

Chapitre II : Centrale solaire thermique

1	Introduction.....	24
2	Définition d'une centrale solaire.....	24
3	Centrale solaire photovoltaïque	25
3.1	Les générateurs photovoltaïque	25
3.2	Les cellules solaires et la conversion photovoltaïque.....	25
3.3	Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	25
4	Solaire thermodynamique	25
4.1	Les centrales solaires à concentration	26
4.1.1	Définition	26
4.2	Principe de fonctionnement général	26
4.3	Aperçu de la technologie	27
5	Les différents types de centrales solaires thermodynamiques	28
5.1	Systèmes de concentration à point.....	28
5.1.1	Technologie à tour (héliostat)	28
5.1.2	Cycles combinés	29
5.1.3	Technologie à concentrateurs paraboliques	30
5.2	Système à concentration linéaire	31
5.2.1	Miroirs de Fresnel	31
5.3	Systèmes à ébullition directe	33
5.4	Centrale Cylindro-Parabolique	36
5.4.1	Principe de fonctionnement	36
5.4.2	Configuration du champ solaire.....	37
5.4.3	Installation à retour direct	37

Sommaire

5.4.4	Installation à retour indirect	38
5.4.5	Installation à alimentation centralisée.....	38
5.4.6	Propriétés des capteurs à concentration	39
5.4.6.1	Le rendement	39
5.4.6.2	Stagnation	39
5.4.6.3	Surface sélective	39
5.4.6.4	Caractéristiques de l'enveloppe du verre.....	39
6	Généralités sur le concentrateur Cylindro-Parabolique	40
6.1	Définition.....	40
6.2	Les éléments clés du concentrateur cylindro-parabolique.....	40
6.2.1	Le collecteur.....	40
6.2.2	Les miroirs	41
6.2.3	Le tube absorbeur.....	41
6.2.4	Les fluides caloporteurs	41
6.2.5	La structure métallique.....	42
6.2.5.1	Cycle de puissance.....	43
6.2.5.2	Cycle de Brayton	44
6.2.5.3	Cycle à eau-vapeur (cycle de Rankine-Hirn) [18].....	44
6.2.5.4	Le cycle de puissance (cycle combiné)	45
7	Conclusion	46

Chapitre III : Modélisation d'un tube absorbeur cylindro-parabolique

1	Introduction.....	47
2	Présentation du tube absorbeur	47

Sommaire

3	Principe de captation du rayonnement solaire	48
4	Collecteurs cylindro-paraboliques	49
4.1	Modélisation	49
4.1.1	Généralités et bibliographie	49
4.1.1.1	Présentation des différents éléments d'un collecteur	49
4.1.1.2	Fonctionnement idéal d'un collecteur cylindro-parabolique.....	50
4.1.1.3	Fonctionnement réel d'un collecteur cylindro-parabolique.....	51
4.1.1.4	Modèle utilisé pour le collecteur	57
4.1.1.4.1	Hypothèses simplificatrices	57
4.1.1.4.2	Application et équations utilisées sur un tube absorbeur cylindro- parabolique[39].....	60
5	Organigramme de calcul	64
6	Conclusion.....	65

Chapitre IV : simulation et interprétation des résultats

1	But de la simulation	66
2	Données.....	66
3	Résultats et Interprétation	68
4	Conclusion	74
	Conclusion générale.....	75

Liste des figures

Chapitre I : Etude bibliographique

Figure 1 Les miroirs ardents d'Archimède pour déclencher des incendie	3
Figure 2 Le cuiseur solaire d'Antoine Laurent de Lavoisier	4
Figure 3 la centrale thermique solaire en Egypte	5
Figure 4 Capteur cylindro-parabolique de Charles Vernon Boys	6
Figure 5 La comparaison de la perte de chaleur avec le modèle intégré dans un non-vidé testo-t c.....	9
Figure 6 Distributions de la température et de nombre du Nu local	9
Figure 7 Contour de température estimé dans le débouché de tube avec irradiation homogène (débit = 47.7 l/min, DNI = 933.7 W/m ²)	10
Figure 8 Comparaison théorique et expérimental de l'efficacité du collecteur et les pertes thermiques obtenus pour les différents facteurs de la perte de convection de chaleur (a) collecteur efficacité et (b) perte thermique.....	11
Figure 9 Comparaison entre résultats numériques courants et données antérieures pour un anneau un-séparé.....	11
Figure 10 Microstructure d'interface de cachetage.....	12
Figure 11 (a) composants de la couche de l'oxydation à point 2 (Fig. 9). (b) couche de l'oxydation composants à point 3 (Fig.9)	12
Figure 12 Coordonnées géographiques [16]	16
Figure 13 Les trois différents types de rayonnement solaire	20

Chapitre II :Centrale solaire thermique

Figure 1 Plan d'utilisation de l'énergie solaire	24
Figure 2 Schéma global de fonctionnement solaire thermodynamique.....	27
Figure 3 Schéma d'une centrale à tour	29
Figure 4 Schéma d'un cycle combiné (centrale à tour)	29
Figure 5 Un Dish Stirling	31
Figure 6 Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel.....	32
Figure 7 Prototype de 2500 m ² à Liège.....	33
Figure 8 Concentrateurs solaire à ébullition directe à Almeria	34

Figure 9 Concepts d'injection pour l'évaporation directe	35
Figure 10 Principe de fonctionnement et de contrôle de l'évaporation dans les collecteurs....	36
Figure 11 Schéma d'une centrale cylindro-parabolique.....	37
Figure 12 Concentrateur Cylindro-parabolique [29]	40
Figure 13 Schéma d'un tube absorbeur [29]	41
Figure 14 Vue schématique du collecteur Cylindro-Parabolique.....	42
Figure 15 Diagramme (h, s) du cycle à gaz.....	44
Figure 16 Cycle de Hirn sur un diagramme T, S.....	45
Figure 17 Le cycle de puissance (cycle combiné). [33]	46

Chapitre III :Modélisation d'un tube absorbeur cylindro-parabolique

Figure 1 Schématisation des échanges thermiques entre les différents éléments du collecteur cylindro-parabolique	47
Figure 2 Schématisation de principe de captation du rayonnement solaire	48
Figure 3 Description d'un collecteur cylindro-parabolique [42]	50
Figure 4 Schéma de principe d'un collecteur cylindro-parabolique	51
Figure 5 Représentation graphique des différentes erreurs dans la réflexion des miroirs cylindro-paraboliques.....	52
Figure 6 Représentation du devenir d'un rayon incident sur une surface quelconque.....	52
Figure 7 Efficacités optiques typiques calculées pour un collecteur factice, à axe orienté Nord-Sud ou Est-Ouest, pour (a) le 21 juin 2016 ou (b) le 21 décembre 2016 sur le site d'Odeillo. Les collecteurs Nord-Sud sont fortement dépendants de l'élévation solaire.....	53
Figure 8 Représentation de toutes les pertes thermiques survenant dans un récepteur de collecteur cylindro-parabolique	54
Figure 9 Influence du type de revêtement de surface de l'absorbeur sur les pertes linéaires du récepteur [52]	56
Figure 10 Influence de l'erreur de tracking sur l'efficacité optique du collecteur, pour différents équipements [48]	56
Figure 11 le collecteur en modélisation.....	59
Figure 12 Les différents échanges thermiques simulés par le modèle	59
Figure 13 Un schéma de la distribution de la puissance arrivant en entrée du récepteur Pe.....	60

Chapitre IV : simulation et interprétation des résultats

Figure 1 Gisement solaire en fonction des mois.....	67
Figure 2 Température ambiante en fonction des mois	68
Figure 3 Température de sortie en fonction de la longueur de tube durant un an avec un tube absorbeur de diamètre : $d=6$ cm.....	69

Figure 4 Température de sortie en fonction de diamètre de tube pour Une longueur $L=20m$ semestriellement..... 71

Figure 5 Température de sortie en fonction de la longueur avec un diamètre de capteur $D=5m$ 72

Liste des tableaux

Chapitre I : Etude bibliographique

Tableau 1 Ensoleillement du territoire algérien [19] 20

Chapitre IV :simulation et interprétation des résultats

Tableau 1 le gisement solaire et la température ambiante durant 1 an. 66

Tableau 2 Température de sortie durant 12 mois avec différentes longueurs pour diamètre de l'absorbeur $d=6\text{cm}$ 69

Tableau 3 Température de sortie durant 12 mois avec 3 diamètres différents pour $L= 20\text{ m}$. 70

Tableau 4 Température de sortie pour un diamètre de capteur $D = 5\text{m}$ en fonction de la longueur.....72

NOMENCLATURES

Abréviation	Noms	Unités
h	Coefficient d'échange	[W/m ² .K]
N_U	Nombre de nusselt	Sans unité
R_e	Nombre de Reynolds	Sans unité
P_r	Nombre de Prandtl	Sans unité
az	L'azimut	[m]
h_s	La hauteur de soleil	[m]
Q_{a-abs}	L'énergie solaire réfléchie par les miroirs	[W]
Q_e	L'énergie solaire absorbée par l'enveloppe de verre	[W]
Q_{a-f,conv}	Convection forcée	[W]
Q_{a-e,conv}	Convection naturelle	[W]
Q_{cond,support}	Flux perdu par conduction	[W]
q_{absor}	Quantité de chaleur absorbée au niveau du tube absorbeur	[W]
q_{util}	Quantité de chaleur échange par convection entre l'absorbeur et le fluide	[W]
q_{intern}	Quantité de chaleur interne (convection+conduction) dans l'espace annulaire entre l'absorbeur et la vitre	[W]
q_{exter}	Quantité de chaleur perdue vers l'extérieur (convection+conduction) entre la vitre et le milieu ambiant	[W]
T_{amb}	Température ambiante	[K]
T_v	Température de la vitre	[K]
Z, Z+DZ	Longueur	[m]
V	débit volumique	[kg/m ³]
γ	Fraction du flux solaire	

C_p	Chaleur massique	[Kj/kg.K]
T_{SV}	Temps solaire vrai	heures
GMT	Green mean time	heures
TL	Temps local	heures
TSM	Temps solaire Moyen	heures
HTF	Heat transfert fluid	Sans unité
PTC	Les capteurs paraboliques (Parabolic Trough Collector)	Sans unité
T_{fs}	Température de la sortie du fluide caloporteur	[K]
T_{fe}	Température de l'entrée du fluide caloporteur	[K]
<i>m</i>	Débit du fluide caloporteur	[kg/s]
K	Coefficient d'échange thermique entre le fluide caloporteur et l'extérieur	[W/m ² .K]
G	Irradiation solaire	[W/m ²]
D	L'ouverture du collecteur	[m]
d	Diamètre du tube absorbeur	[cm]
TAV	Turbine à vapeur	
DNI	Direct Normal Irradiance	[W/m ²]
λ	La conductivité thermique du matériau	[W/m.K]

Introduction
générale

La consommation énergétique mondiale ne cesse d'augmenter. La grande partie de cette énergie consommable provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, ...etc.) dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces réserves et menace réellement l'environnement. Cette menace s'est manifestée principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre par effet de serre.

A cet effet et pour mieux préserver l'avenir de l'humanité, il est de rigueur de consommer rationnellement les énergies conventionnelles et de développer les énergies renouvelables qui sont inépuisables et propres.

Les énergies renouvelables est une source d'énergie qui soit ne s'épuise jamais, soit peut se renouveler rapidement à l'échelle humaine. Les énergies renouvelables n'engendrent pas de déchets ni d'émissions polluantes de manière directe. Il y a cinq sources essentielles d'énergies dites renouvelables : le vent (éoliennes), l'eau (barrages hydroélectriques, marémotrice), le soleil (panneaux solaires), les végétaux (biocarburants) et la chaleur du sol (géothermie).

L'énergie renouvelable la plus dominante est l'énergie solaire. Sachant ces bienfaits solaire : absence presque totale de pollution, valorisation d'une énergie locale tout en limitant l'exploitation abusive du bois des forêts et en contribuant à la préservation de l'écosystème; et en tenant compte des besoins énergétiques des populations toujours croissants, il devient plus que jamais nécessaire d'œuvrer pour le développement des applications solaires afin de subvenir aux besoins domestiques en matière d'énergie.

L'énergie solaire constitue le plus grand potentiel énergétique dont nous disposons sur terre, constant à très long terme (plusieurs millions d'années).

Les centrales solaires utilisent le rayonnement solaire pour produire de l'électricité. Il existe différents types de centrales solaires mais toutes sont basées sur le même principe. Elles concentrent les rayons du soleil pour chauffer à très haute température un liquide particulier non vaporisable. Ce liquide chauffe à son tour l'eau d'une chaudière à vapeur, elle-même reliée à une turbine et à un alternateur pour produire de l'électricité. La vapeur d'eau est alors condensée (retourne à l'état liquide) grâce à une tour de refroidissement.

Les projets de centrale solaire ont pour objectif premier de satisfaire des besoins identifiés d'électricité, dans des régions non raccordées à un réseau électrique (villages isolés), dans des pays en voie de développement en zone tropicale, principalement en Afrique.

L'objectif de notre travail consiste à trouver une température de sortie de tube absorbeur cylindro-parabolique idéale pour chauffer les trois cycles suivants :

- Cycle de Rankine
- Cycle de Brayton
- Cycle Combiné

Chapitre I

Etude bibliographique

1 Introduction

La consommation des énergies inépuisables ne diminue pas leur ressource à l'échelle humaine, c'est le cas des énergies renouvelables. La ressource énergétique renouvelable la plus abondante est l'énergie solaire qui est produite dans toutes les directions par le soleil grâce au rayonnement solaire.

Dans le but de mieux exploiter cette ressource énergétique pour tout projet ou étude des installations solaires, il est nécessaire de présenter quelques notions sur le rayonnement solaire.

2 Histoire de l'utilisation de l'énergie solaire à concentration

Quel est le comportement de l'humanité aux siècles rudimentaires à nos jours avec l'énergie produite du soleil ? Il y a plus de **4500 ans**, les civilisations anciennes faisaient du soleil un véritable dieu. Les égyptiens connaissaient le phénomène d'effet de serre depuis 3500 avant J.C. Les anciens Grecs donnent une énorme importance à la manière d'allumer la flamme olympique, et seuls les rayons du soleil pouvaient en garantir la pureté. Ils avaient conçu un Skaphia, ancêtre du miroir parabolique, pour réfléchir les rayons solaires qui dégageaient une intense chaleur provoquant une flamme. Socrate a décrit les utilisations courantes du soleil passif à l'IV^{ème} S avant J.C [2]

L'épisode du miroir d'**Archimède (en 250 avant J.C)** rapporte qu'afin de détruire la flotte romaine, Archimède aurait conçu et utilisé des miroirs concaves, les « miroirs ardents » pour déclencher des incendies par concentration des rayons solaires. [1]

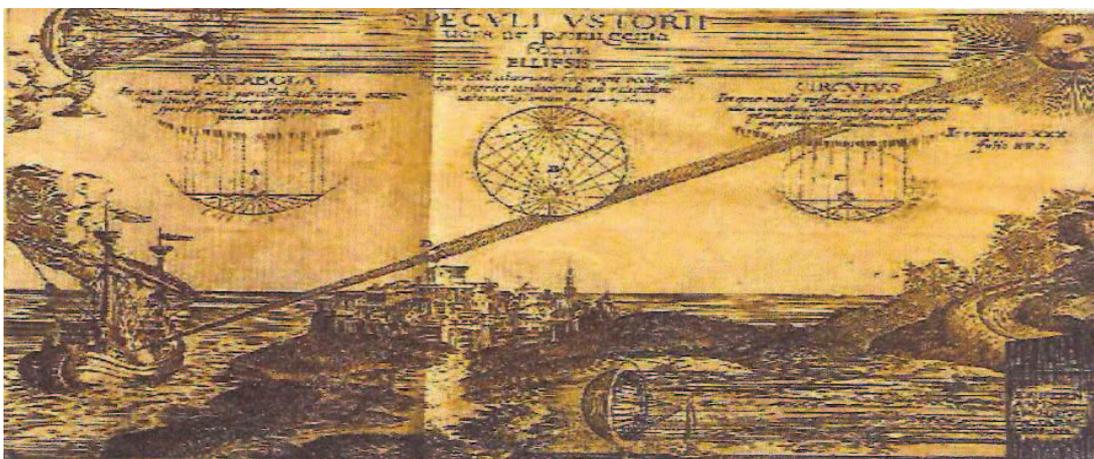


Figure 1 Les miroirs ardents d'Archimède pour déclencher des incendies

A Rome, les vestales allumaient le feu sacré à l'aide d'un miroir concave en bronze poli. Ainsi que les cadrans solaires, les calendriers etc...

En 133, Héron d'Alexandrie étudia également les phénomènes de réflexion de la lumière sur des miroirs plans, convexes ou concaves.

XVème-XVIIIème siècles :

Léonard de Vinci (1515) a mis au point un concentrateur solaire.

En 1615, Salomon de Gausa construit une pompe solaire à l'aide de la force motrice qui a été fournie par l'air chauffé avec le rayonnement solaire.

Isaac Newton a donné, **en 1669**, une théorie de la composition de la lumière blanche qui est devenue la fondation de la spectroscopie.

Durant le printemps et l'été **1747**, **Buffon** a expérimenté un miroir composé de 168 glaces étamées, d'environ 20 cm de côté. Chacune de ces glaces était mobile en tous sens et pouvait ainsi renvoyer la lumière du soleil vers le même point. Les expériences ont été faites à Paris, dans le jardin du roi (actuellement, le jardin des plantes).

En 1767, le suisse **Horace Bénédicte de Saussure** a construit plusieurs machines solaires. A la fin du XVIIIème siècle, **Lavoisier** a réalisé le premier four en concentrant les rayons solaires à l'aide d'une lentille à liquide. Il a atteint la température de la fusion du platine, soit près de 1800°C [3].



Figure 2 Le cuiseur solaire d'Antoine Laurent de Lavoisier

En 1816, le Pasteur écossais **Robert Stirling** a déposé un brevet pour un «moteur à air chaud». L'air enfermé dans un cylindre était soumis à quatre cycles : chauffage, détente, refroidissement et compression au moyen d'une source de chaleur externe, afin de produire un mouvement rotatif.

Augustin Mouchot, professeur de lycée à Tours écrit en **1860** : « Dans le futur, on ne trouvera plus de charbon en Europe...que fera l'industrie ? »

Il fut un extraordinaire pionnier du solaire à concentration et a inventé les premières machines thermiques solaires qui sont l'origine de celles utilisées aujourd'hui.

Abel Pifre a utilisé le concentrateur parabolique d'Augustin Mouchot pour faire fonctionner une presse et imprimer le journal intitulé « *Le soleil* » (500 exemplaires/heure).

Augustin Mouchot a élaboré une parabole de 20m² et a obtenu la Médaille d'Or à l'Exposition Universelle en **1878**.

En **1874**, ont fait construire à Las Salinas, sur le haut plateau d'Atacama au Chili, un distillateur solaire qui a produit 23 tonnes d'eau douce par jour ensoleillé à 0,001\$ le litre, et qui a fonctionné pendant 40 années, date à laquelle cette eau douce ne fut plus nécessaire [2].

XXème siècle :

En **1902**, un autre moteur à concentration solaire a fonctionné en Californie pour le pompage de l'eau. Vers **1910**, la « Sun Power Company » a construit près du Caire un capteur capable d'alimenter un moteur de 100 chevaux.

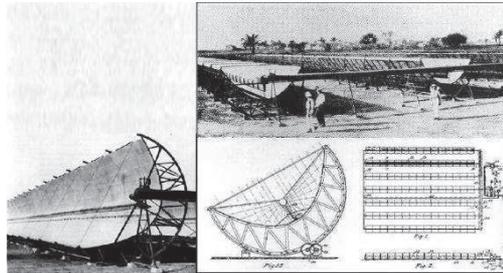


Figure 3 la centrale thermique solaire en Egypte

Parallèlement, de nombreux chercheurs dans le monde ont présenté différents projets de tour solaire. Le premier est un militaire espagnol, le Colonel **Isidoro Cabanyes**, qui a proposé en 1903 un modèle de tour solaire dans la revue «La Energia eléctrica».

1904, Portugal : Mario António Gomez, connu sous le nom de « Padre Himalaya », prêtre portugais, fut l'un des pionniers dans la recherche sur l'énergie solaire. Sa plus grande œuvre fut le Pirelióforo, un dispositif en lequel les milliers de miroirs au-dessus d'une surface de 80 mètres carrés ont concentré l'énergie solaire jusqu'à une température de 3500°C [2].

En **1910**, s'inspirant des travaux de **Charles Vernon Boys**, l'américain **Franck Shuman** a construit une centrale thermo solaire à taille industrielle en Egypte.

Charles Vernon Boys (1855-1944), physicien anglais, inventa un capteur cylindro-parabolique, qui a été mis en œuvre pour la première fois en 1912.

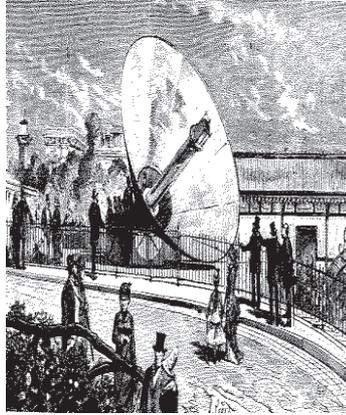


Figure 4 Capteur cylindro-parabolique de Charles Vernon Boys

On peut également citer le Physicien français **Bernard DUBOS** qui a proposé en 1926 une suggestion d'exploiter un vent vertical produit par un gros tube installé sur le flanc d'une montagne.

L'une des premières représentations d'une tour solaire a été rédigée en 1931 par un auteur Allemand: **Hans Günther**.

De 1946 à 1949, **Félix Trombe**, ingénieur chimiste, a réalisé à Meudon avec **Marc Foex** et **Charlotte Henry La Blanchetais**, le premier programme expérimental d'obtention de hautes températures à l'aide de concentration de rayonnement solaire, renouant ainsi avec les travaux de Lavoisier au XVIIIème siècle. A partir de 1949, Félix trombe a construit dans la citadelle militaire de Mont-Louis un immense miroir parabolique pour concentrer les rayons solaires vers un point unique qui s'est élevé à près de **3000°C**, une température jamais atteinte autrement, en longue durée et gratuitement. Félix Trombe a dirigé ensuite la création du grand four solaire de 1000 kW d'Odeillo à Font-Romeu.

Le premier système CLER / Compact Linear Fresnel Reflector au monde a été construit par l'italien **Giovanni Francia** et installé en collaboration avec **Marcel Perrot** à Marseille en 1963.

Entre 1940 et 1960, le Français **Edgard Nazare** a imaginé un dispositif totalement révolutionnaire : la tour à dépression, aujourd'hui appelée tour à vortex. C'est en 1956 qu'il a déposé son premier brevet à Alger. Ce brevet fut redéposé à Paris le 3 août 1964 sous le numéro 1.439.849 (P.V 983.953). Il s'agissait de générer artificiellement une ascendance atmosphérique tourbillonnaire dans une sorte de tour en forme de tuyère de Laval et d'en

récupérer une partie de l'énergie en utilisant des turbines. Nucléaire ou solaire sont les grands choix énergétiques des **années 50 et 60**.

Le **3 mars 1974**, suite à la crise pétrolière de **1973**, Pierre Messmer (Premier ministre de **1972** à **1974** sous la présidence de Georges Pompidou) a annoncé le lancement d'un vaste programme nucléaire qui prévoit de limiter la consommation de pétrole au profit de l'atome.

Mais le programme nucléaire français a démarré sous la Quatrième République et sous De Gaulle.

En 1975 l'ingénieur canadien, **Louis M. Michaud**, a publié son projet «*Vortex Power Station* » dans le bulletin de la société américaine de météorologie. Il s'agissait également de générer une ascendance atmosphérique tourbillonnaire, mais dans une tour cylindrique. Mais ce n'est qu'en **1981** qu'un premier prototype de cheminée solaire fut effectivement construit à Manzanares. Il ne s'agissait pas d'une tour à vortex, mais d'une simple cheminée solaire, cinq fois moins puissante (à hauteur égale). Cette cheminée mesurait 194 mètres pour une puissance de 50 kW et a fonctionné jusqu'en **1989**. Elle fut arrêtée en raison d'un coût du kilowattheure, cinq fois plus élevé qu'une centrale thermique classique.

En septembre 1977, après les travaux du programme THEM en France, EDF et le CNRS décident de réaliser une centrale électro-solaire. En juin de la même année, le Président Giscard d'Estaing avait décidé de soutenir la filière solaire et accepté la construction de **Thémis**, première centrale électro-solaire française à tour d'une puissance de 2500 kilowatts. Elle est construite à **Targasonne** près **d'Odeillo** à 1700 mètres d'altitude avec 2400 heures d'ensoleillement annuel. La centrale fera l'objet de tests pendant trois ans puis sera fermée en **1986**. Cette expérience aura permis de valider une technologie et de caractériser son coût après extrapolation pour différentes tailles et différents climats.

En 1981 débute la construction du prototype Solar One, USA. Cette centrale fonctionne de **1982 à 1986**.

De **1984 à 1991**, 354 MW de centrales thermo-solaires à miroirs cylindro-paraboliques sont installés dans le sud-ouest des USA. Ces centrales fonctionnent encore parfaitement aujourd'hui, comme au premier jour !

En 1995, Solar One est transformée en Solar Two, centrale à tour centrale avec système de stockage de la chaleur pour une autonomie de 3 heures. La production électrique de la centrale.

Les années 2007-2008 représentent le grand retour du solaire à concentration aux USA, en Espagne, en Australie, au Maroc, en Egypte, en Algérie, dans les pays du Golfe persique

etc..., ceci est dans un contexte de crise climatique et de renchérissement des énergies fossiles.

En avril 2007, se fait l'inauguration de la centrale à tour centrale commerciale PS10, 11 MW, Séville, Espagne. **PS10** est le premier module d'une plateforme solaire commerciale qui atteindra 300 MW en 2013, de quoi alimenter en électricité l'intégralité de la ville de Séville.

La construction du module **PS20**, 20 MW se termine [4].

En juillet 2007, la centrale commerciale **Nevada Solar One**, 64 MW, USA, entre en service.

En juillet 2008, la centrale **ANDASOLI**, 50 MW, Grenade, Espagne, est inaugurée. C'est une centrale équipée d'un dispositif de stockage de la chaleur pour une autonomie de 8 heures.

3 L'état de l'art des centrales solaires à capteurs cylindro-paraboliques

L'énergie est l'une des questions les plus importantes pour notre développement de société qui réclame, pour sa durabilité, une réduction dans la quantité de ses effets sur l'environnement.

Ces dernières années, beaucoup de recherches ont été exécutées pour tous les genres de receveurs solaires numériquement et expérimentalement. On propose quelques études numériques et expérimentales sur le capteur cylindro-parabolique et particulièrement sur le transfert de chaleur dans le tube absorbeur.

Guangjie Gong et al. [5] ont établi et optimisé un modèle unidimensionnels 1D théorique programmé sur Matlab pour calculer la perte de chaleur principale de l'enveloppe verre dans le récepteur. Ils ont analysé systématiquement les facteurs principaux d'influence sur les pertes de chaleur où ils ont identifié l'influence de la fin du récepteur sur la perte de chaleur totale. Or, un modèle à 3D additionnel est établi par le logiciel de CFD pour étudier plus loin les différents procédés transfert de chaleur de l'extrémité du récepteur. D'après les résultats en 1D, ils ont signalé que l'émission de la couche et les conditions du vide ont un impact considérable sur la perte de chaleur récepteur, pendant que l'influence des conditions de l'environnement est assez indirecte et négligeable. Le résultat indique que la bride (support de fixation) et le beuglement sous le non-vide apportent une perte de chaleur conductrice élevée qui est responsable de la grande déviation initiale.

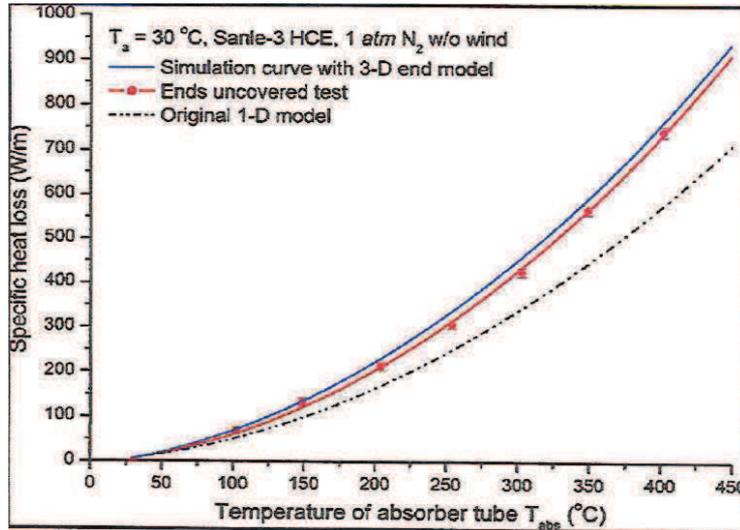


Figure 5 La comparaison de la perte de chaleur avec le modèle intégré dans un non-vide
testo-t c

Y.B. Tao, Y.L. He [6] ont développé un modèle numérique bidimensionnel unifié pour le procédé couplé de transfert de chaleur dans le tube de capteur solaire parabolique, ce qui inclut la convection naturelle, la convection forcé, la conduction de chaleur et le problème conjugué fluide-plein. Ils ont montré que les effets de la convection naturelle sur le transfert de chaleur et le flux de fluide doivent être pris en considération tous les deux pour l'espace de chambre à air et d'anneaux quand le Ra est plus grand que 10^5 . En outre, le nombre de Nusselt augmente dans la chambre à air (Nu_1) et le nombre de Nusselt diminue dans l'espace d'anneaux (Nu_2) avec l'augmentation du rapport de diamètre de tube. Avec l'augmentation de la conductivité thermique de mur (Wall) de tube, le Nu_1 diminue et le Nu_2 augmente. Quand la conductivité thermique est plus grande que 200 W/m. K, il aurait moins d'effet sur le Nu_u et les températures moyennes.

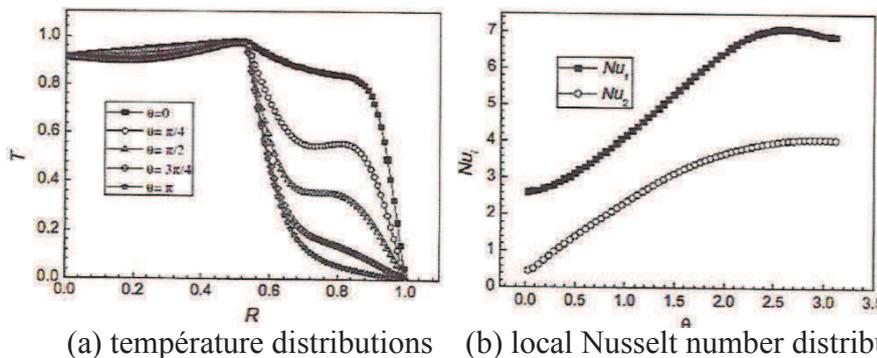


Figure 6 Distributions de la température et de nombre du Nu local

Javier Muñoz et Alberto Abánades [7] ont analysé l'effet de l'utilisation des tubes à ailettes internes pour la conception des collecteurs paraboliques de cuvette avec les outils informatiques de dynamique des fluides. Leur analyse montre comment les pertes parasites, qui sont associées aux pertes de la pression dans le tube, augmenteront avec le nombre des ailettes et son angle de l'hélice. On s'attend à ce que l'efficacité d'usine soit augmentée de 2%, dont ils justifient leur application dans une analyse de coût préliminaire. Néanmoins, l'effet de la taille et de la puissance d'usine devrait être évalué en détail. Or, ils ont trouvé que l'optimisation d'une telle conception intégrée dans une usine solaire concentrée thermique peut être une activité ouverte de recherches à l'avenir.

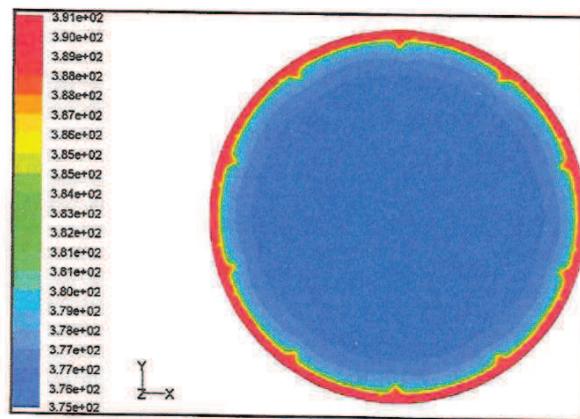


Figure 7 Contour de température estimé dans le débouché de tube avec irradiation homogène (débit = 47.7 l/min, DNI = 933.7 W/m²).

R.V. Padilla et al. [8] ont réalisé une analyse de transfert de chaleur numérique unidimensionnelle détaillée d'un PTC. Le récepteur et l'enveloppe verre ont été divisés en plusieurs segments et masse et un bilan énergétique a été appliqué dans chaque segment. Ils ont trouvé que les résultats sont en bon accord avec les données expérimentales. Ils ont conclu que ce modèle est convenable pour le calcul de pertes de la chaleur et l'efficacité du collecteur sous différent courant, couche sélective et opérant condition.

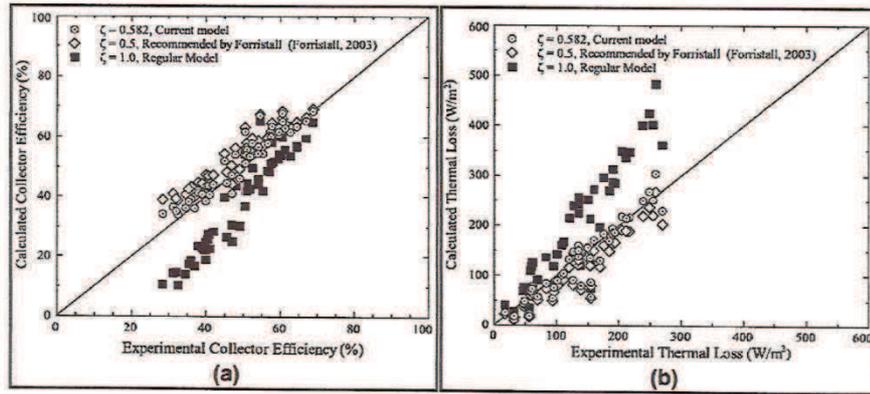


Figure 8 Comparaison théorique et expérimental de l'efficacité du collecteur et les pertes thermiques obtenus pour les différents facteurs de la perte de convection de chaleur (a) collecteur efficacité et (b) perte thermique.

Hany Al-Ansary, O.Zeitoun [9] ont présenté une technique prometteuse qui peut établir le lien de coût et l'exécution entre deux type de récepteurs. Ils ont inséré un matériel d'isolation thermique anti-calorique dans la partie de l'anneau de récepteur qui ne reçoit pas la lumière du soleil concentrée. Cette étude se concentre sur le calcul des pertes de chaleur par conduction et convection du récepteur proposé numériquement. La performance totale du récepteur modifié est encore attendu à être défavorablement affectée par l'opération à hautes différences de la température. Par conséquent, le récepteur modifié n'est pas attendu à être un remplacement pour des récepteurs évacués, surtout à hautes températures.

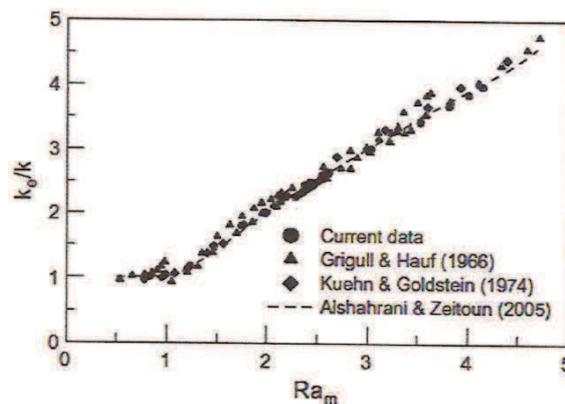


Figure 9 Comparaison entre résultats numériques courants et données antérieures pour un anneau un-séparé.

Dongqiang Lei et al. [10] ont présenté une nouvelle méthode qui emploie le chauffage par induction à haute fréquence pour réunir un nouveau verre de borosilicate aux extrémités d'alliage de Kovar. Ils ont trouvé qu'à une température initiale donnée, le gain du poids de film de l'oxyde augmente rapidement avec le temps, puis il ralentit.

Les mêmes observations ont été notées pour le taux de pré-oxydation et la force du cachetage.

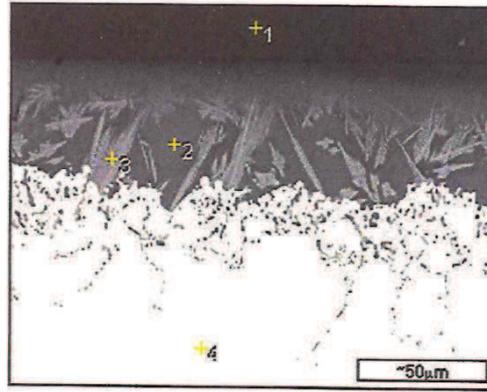


Figure 10 Microstructure d'interface de cachetage.

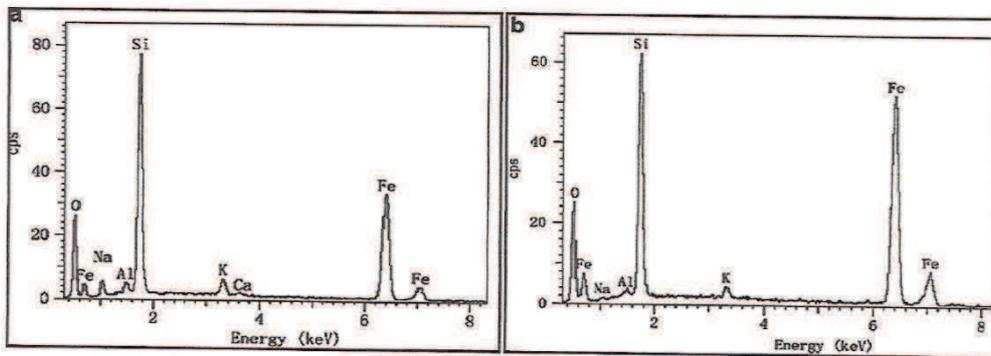


Figure 11 (a) composants de la couche de l'oxydation à point 2 (Fig. 9). (b) couche de l'oxydation composants à point 3 (Fig.9).

4 Les modes de transfert de chaleur

La thermodynamique permet de prévoir la quantité totale d'énergie qui doit s'échanger avec l'extérieur pour passer d'un état d'équilibre à un autre. La thermique (thermocinétique) se propose de décrire quantitativement (dans l'espace et dans le temps) l'évolution des grandeurs caractéristiques du système, en particulier la température, entre l'état d'équilibre initiale et l'état d'équilibre final.

La chaleur s'écoule sous l'influence d'un gradient de température par conduction de hautes températures vers les basses. La quantité de chaleur transmise par unité de temps et par unité d'air de la surface isotherme est appelée "la densité de flux de chaleur" [11].

4.1 Transfert de chaleur par conduction

C'est le transfert de chaleur au sein d'un milieu opaque, sans déplacement de matière, sous l'influence d'un gradient de température. La propagation de la chaleur par conduction à

l'intérieur d'un corps s'effectue selon deux mécanismes distincts : une transmission par les vibrations des atomes ou molécules et une transmission par les électrons libres.

La théorie de la conduction repose sur l'hypothèse de Fourier : la densité de flux est proportionnelle au gradient de température [11]. En absence d'hypothèses simplificatrices, la propagation de la chaleur est un phénomène tridimensionnel qui répond à la loi de Fourier sous la forme générale :

$$\rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \nabla^2 T + q^m \dots\dots\dots(I.1)$$

En faisant les hypothèses :

λ Constant,

Pas de puissance dissipée $q^m = 0$

Régime permanent $\frac{\partial T}{\partial t} = 0$

Flux monodimensionnel $\frac{\partial T}{\partial y} = \frac{\partial T}{\partial z} = 0$

On va trouver une forme simplifiée de telle loi qui dit que la valeur instantanée du débit calorifique est légal à :

$$\varphi = -\lambda grad(T) = -\lambda S \frac{\partial T}{\partial x} \dots\dots\dots(I.2)$$

4.2 Transfert de chaleur par convection

Les transferts de chaleur qui s'effectuent simultanément avec des transferts de masse sont dits transferts de chaleur par convection. Ce mode d'échange de chaleur existe au sein des milieux fluides dans lesquels il est généralement prépondérant [11]. L'étude du transfert de chaleur par convection permet de déterminer les échanges de chaleur produits entre le fluide et la paroi. Selon la nature du mécanisme qui provoque le mouvement du fluide, on distingue :

4.2.1 Convection naturelle

Dans la convection naturelle, le mouvement du fluide est dû aux variations de la masse volumique du fluide provenant des échanges de chaleur entre le fluide et la paroi. Le fluide est mis en mouvement sous l'effet des forces d'Archimède car sa masse volumique est en fonction de sa température.

4.2.2 Convection forcée

A l'absence de convection naturelle, le coefficient d'échange $h = \frac{N_u D}{\lambda}$ par convection est indépendant de gradient de la température de la paroi et du fluide, mais il dépend des nombres sans dimension suivants :

$$\text{Nombre de Nusselt } N_u = \frac{h D}{\lambda}$$

$$\text{Nombre de Reynolds } Re = \frac{\rho U_m D}{\mu}$$

$$\text{Nombre de Prandtl } Pr = \frac{\mu C_p}{\rho}$$

4.3 Transfert de chaleur par rayonnement

La chaleur du soleil frappe notre planète directement sans aucun support solide, liquide ou gazeux au-delà de l'atmosphère terrestre, ce qui signifie donc que l'énergie thermique peut aussi traverser le vide, ce mode de transfert s'appelle "le rayonnement". Il correspond à un flux d'ondes électromagnétiques émises par tout corps, quelle que soit sa température.

La densité du flux (rayonnement) thermique est émise par une surface dont la température est T, est donné par la loi de Stéphane Boltzmann [11].

$$Q = \varepsilon \sigma T^4 \dots \dots \dots (I.3)$$

Le rayonnement pur à grande longueur d'onde entre deux surfaces i et j est donné par ma relation :

$$Q_{ij} = F_{ij} S_i \sigma (T_{Si}^4 - T_{Sj}^4) = F_{ij} S_j \sigma (T_{Si}^4 - T_{Sj}^4) \dots \dots \dots (I.4)$$

Pour l'estimation du flux du rayonnement thermique entre une surface et le ciel, le modèle prend en compte les hypothèses suivantes :

- L'air rayonne comme un corps noir.
- Le facteur de forme entre une surface verticale et le ciel est 0.5. Il est égal à 1 entre le ciel et une surface verticale.

5 Gisements solaire

5.1 Le Soleil

Le Soleil est une étoile naine âgée de 4.6 milliards d'années composée de 74% d'hydrogène et de 25% d'hélium. Le Soleil est une boule de gaz (masse $1.989 \cdot 10^{30}$ kg) dont la période moyenne de rotation est 27, 28 jours. La plus profonde couche visible est de la photosphère (épaisseur 300 km, rayon 696 000 km, température moyenne 5 770 K).

La puissance rayonnée par le Soleil ($3.83 \cdot 10^{26}$ W) provient de la réaction thermonucléaire de fusion de 4 atomes d'hydrogène qui forment un atome d'hélium (élément dont le noyau comporte 2 protons et 2 neutrons) [12].

Le Soleil peut fournir de l'énergie propre intarissable. De grands panneaux solaires captent les rayons solaires. Ils sont dotés de tubes contenant un fluide caloporteur qui sera chauffé par le Soleil [13].

5.2 L'énergie solaire

L'énergie solaire est l'énergie transmise par le Soleil sous la forme de lumière et de chaleur. Cette énergie est virtuellement inépuisable à l'échelle des temps humains, ce qui lui vaut d'être classée parmi les énergies renouvelables (même si le Soleil disparaîtra un jour).

L'énergie solaire peut être utilisée directement par l'Homme pour s'éclairer (fenêtres, puits de lumière), se chauffer et cuisiner (chauffe-eau solaire, four solaire) ou pour produire de l'électricité par l'intermédiaire de panneaux photovoltaïques [14].

5.3 Repérage du Soleil dans le ciel

Il est possible de déterminer la position du Soleil dans la voûte céleste en fonction du temps et de la position de l'observateur sur la terre.

5.4 Coordonnées géographiques

Pour repérer un site donné à la surface terrestre on définit les grandeurs suivantes :

a). La latitude φ_1

C'est l'angle φ_1 que fait la verticale du lieu avec le plan équatorial. Si $\varphi_1 > 0$ le site se trouve dans l'hémisphère nord, sinon le site est dans l'hémisphère sud.

b). La longitude l

C'est l'angle L formé par le méridien de Greenwich et le méridien du lieu considéré. La longitude est comprise entre (-180°) vers l'ouest et (+180°) vers l'est comme la terre met 24 heures pour faire un tour sur elle-même (360°), chaque heure représente 15° d'écart de longitude et donc, chaque degré de longitude représente 4 minutes.

c). L'altitude z

C'est la distance verticale exprimé en mètres, séparant le point considéré du relief terrestre du niveau de la mer, pris comme surface de référence [15].

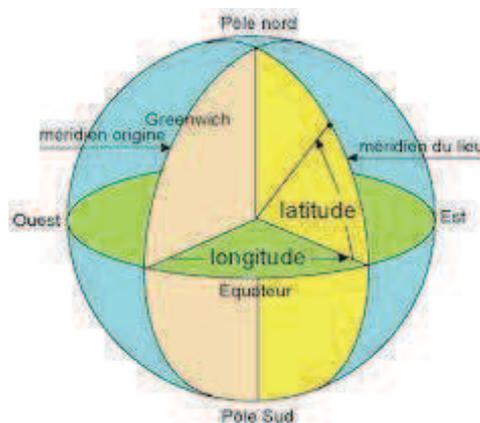


Figure 12 Coordonnées géographiques [16].

5.4.1 Coordonnées équatoriales

Les coordonnées équatoriales sont indépendantes de la position de l'observateur sur la terre, mais elles sont liées à l'heure de l'observation. La position du soleil est exprimée par deux angles qui sont :

a) La déclinaison δ

C'est l'angle que forme la direction du soleil et le plan équatorial. La déclinaison varie de façon sinusoïdale au cours de l'année : elle vaut 0 aux équinoxes et atteint ses deux valeurs extrêmes au solstice d'hiver (-23°,27°) et au solstice d'été (+23°,27°). Plusieurs expressions ont été développées pour évaluer la déclinaison, la plus simple est celle utilisée par Cooper [15].

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 81) \right] \quad (I.5)$$

b) L'angle horaire ω ou (ah)

L'angle horaire mesure le mouvement du soleil par rapport à midi qui est l'instant où le soleil passe au plan méridien du lieu zénith. Cet angle est formé entre la projection du soleil sur le plan équatorial à un moment donné et la projection du soleil sur ce même plan au midi vrai. L'angle horaire est donné par la relation suivante :

$$\omega = 15(TSV - 12) \quad (I.6)$$

Où TSV est le temps solaire vrai.

5.4.2 Coordonnées horizontales

Le soleil est repéré par les grandeurs suivantes :

a). L'azimut az

L'azimut est l'angle entre le plan vertical contenant le rayon solaire et la direction sud. Il se compte de 0° à 360° à partir du sud dans le sens rétrograde. La relation qui donne l'azimut est donné par :

$$\sin az = \cos(\delta) * \frac{\sin(\omega)}{\cos(h_s)} \quad (I.7)$$

b). La hauteur du Soleil h_s

C'est l'angle compris entre la direction du soleil et le plan horizontal. H varie de 0° à 90° vers le zénith et de 0° vers -90° vers le nadir. L'angle de hauteur solaire ou (la hauteur du soleil) est donnée par :

$$\sin h_s = \sin \varphi_l \sin \delta + \cos \varphi_l \cos \delta \cos \omega \quad (I.8)$$

5.4.3 Heure et temps

La terre subit deux types de déplacement : la rotation de la terre autour de l'axe des pôles et sa révolution autour du Soleil. Le mouvement de la terre sur elle-même définit la notion de journée solaire. Une rotation complète s'effectue en 24 heures. Elle amène ainsi la définition du temps, puisque chaque heure correspond à un écart angulaire de 15° . La rotation de la terre autour du soleil définit les saisons et amène à distinguer le temps solaire vrai.

a) Le temps universel

C'est le temps solaire moyen du méridien de Greenwich GMT (Green Mean time) qui est le méridien central du fuseau horaire. Pour en réduire le temps légal ou local (TL), il convient d'ajouter au temps universel le décalage du fuseau horaire.

$$TL = TU + \text{décalage} \quad (I.9)$$

b) Le temps solaire moyen (TSM)

Le temps solaire vrai est fondé sur le jour solaire apparent, qui est la durée entre deux retours successifs du soleil au méridien local [32]. Il est donné par l'équation suivante [15] :

$$TSM = TU + \frac{l}{15} \quad (I.10)$$

Avec TSM en heure

c) Le temps solaire vrai (TSV)

C'est le temps défini par les coordonnées angulaires vraies du soleil. Il est donné par [15] :

$$TSV = TSM + Et \quad (I.11)$$

Où Et est l'équation du temps.

d) Equation du temps

Le temps Et en (min) varie de -14,5 minutes (du 10 au 15 Février) à + 16,5 minutes (du 25 au 30 octobre). Une bonne approximation du temps Et est donnée par l'équation suivante [30] :

$$Et = -0.0002 + 0.4197 \cos(\beta) - 7.3509 \sin(\beta) - 3.2265 \cos(2\beta) - 9.3912 \sin(2\beta) - 0.0903 \cos(3\beta) - 0.3361 \sin(3\beta) \quad (I.12)$$

Dans laquelle β en (degrés) vaut : $\beta = 360 \frac{n}{366}$

5.5 Le rayonnement solaire

5.5.1 Le rayonnement direct

Le rayonnement direct, provenant directement du soleil. Cette composante s'annule si le soleil est caché par des nuages ou par un obstacle [17].

La composante directe du rayonnement solaire est donnée par les expressions empiriques suivantes [18] :

- Conditions normales par ciel clair :

$$I = 1230 * \exp \left[\frac{-1}{3.8 \sin^2(\theta_s + 1.6)} \right] \quad (\text{I.13})$$

- Pour un ciel très clair :

$$I = 1210 * \exp \left[\frac{-1}{6 \sin^2(\theta_s + 1)} \right] \quad (\text{I.14})$$

- Pour un ciel pollué zone industrielle :

$$I = 1260 * \exp \left[\frac{-1}{2.3 \sin^2(\theta_s + 3)} \right] \quad (\text{I.15})$$

5.5.2 Le rayonnement diffus

Le rayonnement diffus, correspondant au rayonnement reçu de la voûte céleste, hors rayonnement direct. Cette énergie diffusée par l'atmosphère et dirigée vers la surface de la terre, peut atteindre 50% du rayonnement global reçu, lorsque le soleil est bas sur l'horizon, et 100% pour un ciel entièrement couvert [19].

5.5.3 Le rayonnement global

Le rayonnement global, aussi appelé irradiation solaire incidente, n'est autre que l'énergie solaire reçu par une surface. C'est la somme de ces diverses contributions (direct + diffus + albédo) [18].



Figure 13 Les trois différents types de rayonnement solaire

6 Le gisement solaire en Algérie

Par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire les plus élevés au monde.

La durée d'insolation du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/ m^2 /an au Nord et 2263KWh/ m^2 /an au Sud du pays.

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue (KWh/ m^2 /an)	1700	1900	2650

Tableau 1 Ensoleillement du territoire algérien [19].

7 Récapitulation des données du gisement solaire

La déclinaison

$$\delta = \left[23.45 \sin\left(\left(\frac{360}{365}\right) \cdot (n - 81)\right) \right]$$

JOURS	n	δ
18 AVRIL	108	10.5109781
25 MAI	145	20.9169626
15 JUIN	166	23.3144099
20 JUILLET	201	20.6362862
23 AOÛT	235	11.0486905
12 SEPTEMBRE	255	3.41899117

L'angle horaire ω ou (ah)

$$\omega = 15(TSV - 12)$$

$\omega = 0$ A 12h TSV, soleil au Zénith

$\omega < 0$ Le matin

$\omega > 0$ L'après midi

L'azimut

az :

$$\sin az = \cos(\delta) * \frac{\sin(\omega)}{\cos(h_s)}$$

La hauteur du soleil h_s

$$\sin h_s = \sin \varphi_l \sin \delta + \cos \varphi_l \cos \delta \cos \omega$$

Le temps universel

$$TL = TU + DE$$

TL : le temps légal ou local

Exemple : TL=10h pour le 18 avril

$$l=1.37$$

$$TL=TU+C1+C2$$

$$TU=TL-C1-C2$$

$$TU = 10 - 1 - 1$$

$$TU = 8h$$

$$TSM = TU - \frac{l}{15}$$

$$TSM = 8 + \frac{1.37}{15}$$

$$TSM = 8.09h$$

$$Et = -0.0002$$

$$+ 0.4197 \cos(\beta)$$

$$- 7.3509 \sin \beta$$

$$- 3.2265 \sin(2\beta) - 9.3912 \sin(2\beta) - 0.0903 \cos(3\beta) - 0.3361 \sin(3\beta)$$

Dans laquelle β en (degrés) vaut : $\beta = 360 \frac{n}{366}$

$$\beta = 360 * \frac{108}{366}$$

$$\beta = 106.229508$$

$$Et = 0.739 \text{ min} = 0.01h$$

$$TSV = TSM + Et$$

$$TSV = 8.09 + 0.01$$

$$TSV = 8.1h = 8 \text{ heures et } 6 \text{ minutes}$$

8 Conclusion

Cette revue bibliographique consacrée à l'étude de l'énergie solaire et ses applications sur le plan thermique montre la grande richesse phénoménologique de ce domaine. On a pu citer l'évolution de l'utilisation de l'énergie solaire .Toutefois, on a pu tirer quelques conclusions intéressantes sur le développement des centrales thermique utilisant les capteurs cylindro-parabolique.

L'utilisation efficace de l'énergie solaire nécessite une connaissance précise de l'énergie solaire, quantité d'énergie disponible à un endroit donné pendant une certaine période. Des données sont nécessaires sur les différents éléments de rayonnement solaire et leurs variations spatiales et temporelles.

Chapitre II

Centrale solaire thermique

1 Introduction

La concentration solaire est une des voies les plus prometteuses pour la production d'électricité par énergies renouvelables.

2 Définition d'une centrale solaire

Les centrales solaires sont des installations de production d'électricité basées sur l'exploitation de la lumière du soleil [14].

L'expression centrale solaire peut désigner :

- Centrale solaire thermique telle une centrale de chauffage solaire ;
- Centrale solaire thermodynamique, qui produit de l'électricité via la production de chaleur ;
- Centrale solaire photovoltaïque, qui produit directement de l'électricité via de panneaux solaires photovoltaïque [20].

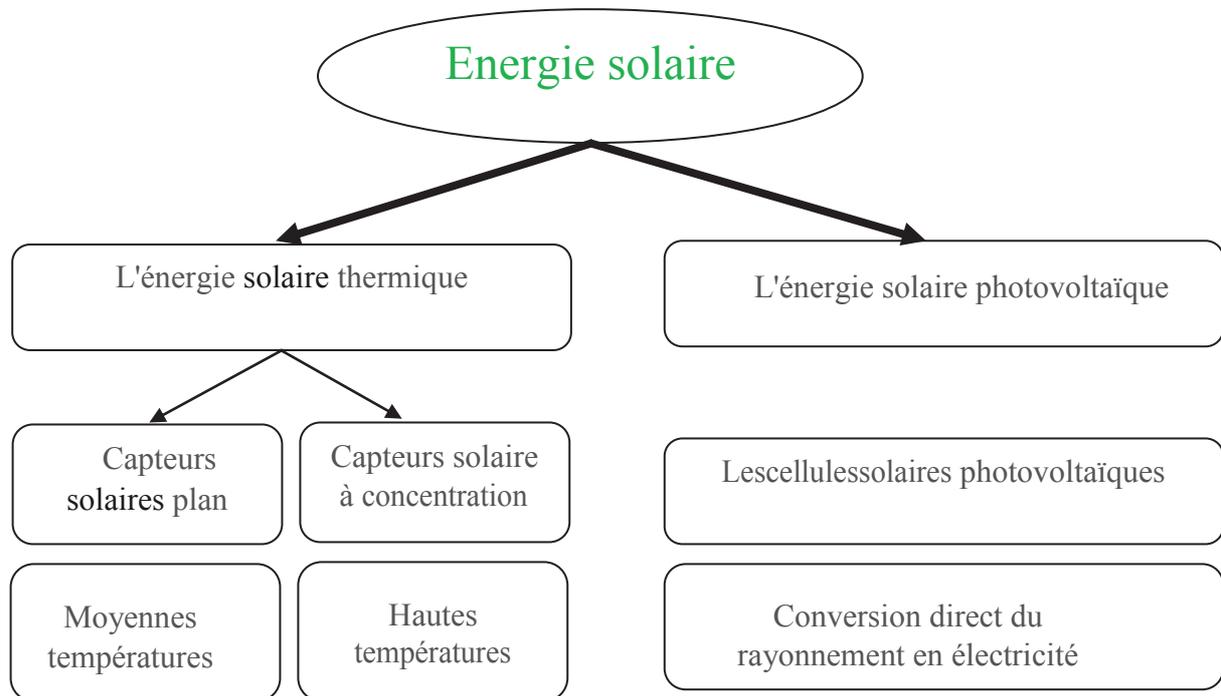


Figure 1 Plan d'utilisation de l'énergie solaire

3 Centrale solaire photovoltaïque

3.1 Les générateurs photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque PV représente la partie de production d'énergie électrique.

Cette partie est essentiellement composée d'un ou plusieurs modules photovoltaïques. Ces modules sont fermés d'un assemblage série/parallèle de cellules photovoltaïque, qui réalise la conversion d'énergie solaire en électricité.

3.2 Les cellules solaires et la conversion photovoltaïque

La structure la plus simple d'une cellule photovoltaïque comporte une jonction entre deux zones dopées différemment d'un même matériau (homo jonctions PN), ou deux matériaux différents (hétéro jonctions).

Quand un semi-conducteur est éclairé par la lumière du soleil, les photons qui le constituent sont capables de transmettre leurs énergies aux électrons de valence du semi-conducteur pour rompre la liaison qui les maintient liés aux atomes respectifs. Pour chaque liaison rompue, on obtient un électron et un trou libres de circuler dans le matériau. Sous l'effet du champ électrique, l'électron va du côté N et le trou du côté P. Les trous se comportent, sous différents aspects, comme des particules avec une charge positive égale à celle de l'électron.

3.3 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation est basée sur les trois mécanismes suivants :

- Absorption des photons par le matériau constituant le dispositif.
- Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création de paires électron /trou dans le matériau semi-conducteur.
- Collecte des particules générées dans le dispositif [21].

4 Solaire thermodynamique

On désigne par <<solaire thermodynamique >> l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée, puis celle-ci en énergie mécanique (et électrique) à travers un cycle thermodynamique. Ces techniques sont encore, pour l'essentiel, dans un état expérimental.

Les systèmes thermodynamiques ou hélio-thermodynamiques du grec (hélios = soleil) produisent de l'électricité en concentrant le rayonnement (ou flux) solaire à l'aide de miroirs ou

de réflecteurs. La température très élevée obtenue permet de chauffer un fluide et de produire de la chaleur qui sera transformée en énergie mécanique puis électrique, en général par l'intermédiaire de deux fluides : un fluide caloporteur et un fluide thermodynamique. Le fluide caloporteur, aussi appelé fluide de transfert ou fluide intermédiaire, est chargé de transporter la chaleur. Le fluide thermodynamique, aussi appelé fluide de travail, permet quant à lui d'actionner et d'entraîner les machines (turbines et générateurs d'électricité, moteurs, etc...). Il est à noter que certaines solutions utilisent le fluide caloporteur comme fluide thermodynamique. Le choix du fluide caloporteur dépend de la concentration du flux solaire (autrement dit de la température atteinte) et de la solution de stockage thermique utilisée [22].

4.1 Les centrales solaires à concentration

4.1.1 Définition

Un système solaire à concentration thermodynamique exploite le rayonnement du soleil en orientant, au moyen de miroirs, les flux de photons. Ce système thermique concentré permet d'atteindre des niveaux de températures bien supérieurs à ceux des systèmes thermiques classiques non concentrés. Alors que le chauffe-eau domestique produit une eau à une cinquantaine de degrés, il est possible, par la concentration, de chauffer des fluides à des températures de l'ordre de 250 à 1000°C. Il devient alors envisageable de les utiliser dans des processus industriels comme la génération d'électricité, on parle alors « d'électricité solaire thermodynamique ». D'autres utilisations directes ou indirectes des fluides chauds sont possibles comme le dessalement de l'eau de mer, le refroidissement ou encore la génération d'hydrogène.

4.2 Principe de fonctionnement général

Toute installation thermodynamique solaire doit réunir les mêmes fonctions pour transformer l'énergie du rayonnement incident en énergie électrique avec la meilleure efficacité possible :

- La concentration du rayonnement sur l'entrée du récepteur.
- Son absorption sur les parois du récepteur et la transformation de son énergie en chaleur.
- Le transport et, éventuellement, le stockage de cette chaleur,
- Sa délivrance à un cycle thermodynamique associé à un alternateur pour la production d'électricité [23].

Les centrales solaires thermiques utilisent une grande quantité de miroirs qui font converger les rayons solaires vers un fluide caloporteur chauffé à haute température. Pour ce faire, les miroirs réfléchissants doivent suivre le mouvement du soleil afin de capter et de concentrer les rayonnements tout au long du cycle solaire quotidien. Le fluide produit de l'électricité par les biais de turbines à vapeur ou à gaz.

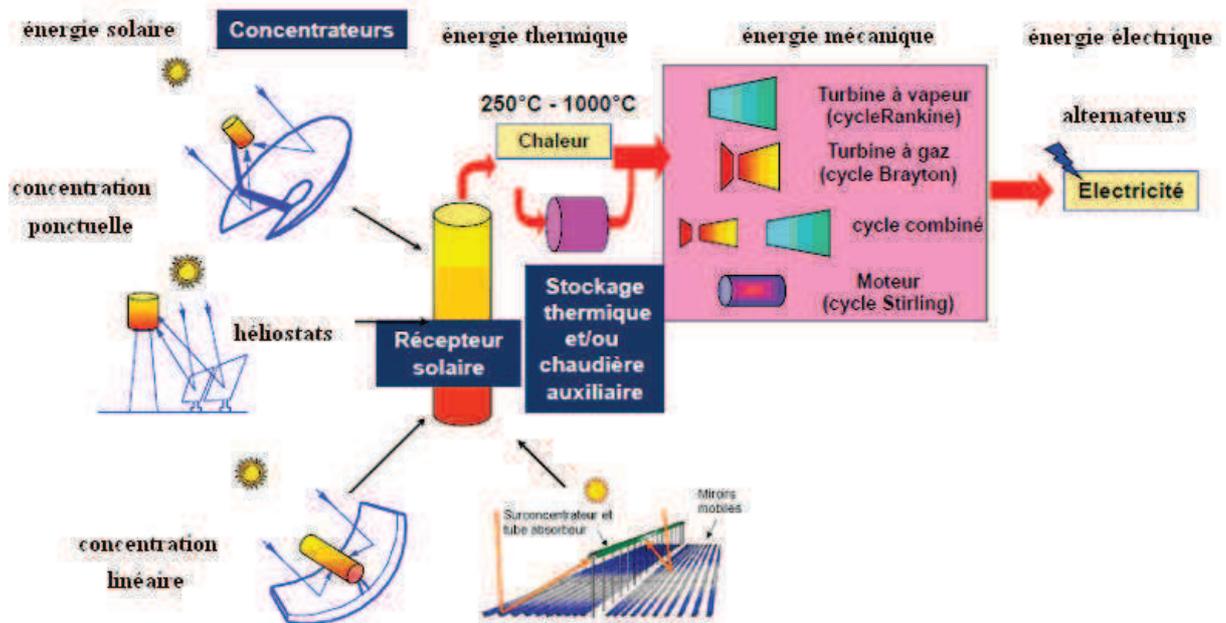


Figure 2 Schéma global de fonctionnement solaire thermodynamique

4.3 Aperçu de la technologie

Les centrales solaires sont une technologie relativement récente, possédant un important potentiel de développement. Elles offrent une opportunité aux pays ensoleillés comparable à celle des fermes éoliennes pour les pays côtiers.

Les endroits les plus prometteurs pour l'implantation de ces technologies sont ceux du sud-ouest des États Unis, l'Amérique du Sud, une grande partie de l'Afrique, les pays méditerranéens et du Moyen Orient, les plaines désertiques d'Inde et du Pakistan, la Chine, l'Australie, etc.

Dans beaucoup de régions du monde, un kilomètre carré de terrain suffirait à générer jusqu'à 120 Gwh d'électricité par an, grâce à la technologie des centrales solaire. Cette énergie est équivalente à la production annuelle d'une centrale classique de 50 MW.

La production d'électricité à partir du rayonnement solaire est un processus direct. L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement est concentré en un point ou en une ligne, où l'énergie thermique est transmise au fluide caloporteur. L'intensité de

la concentration est définie par le facteur de concentration. Plus celui-ci est élevé, plus la température atteinte sera importante.

Les systèmes de génération d'électricité sont divers : turbine à gaz, cycle de Rankine, Moteur Stirling, Cycle de Rankine organique sont les options généralement choisies.

Le stockage constitue un aspect important des centrales solaires. Il permet de rendre la production d'électricité constante et indépendante de la disponibilité du rayonnement solaire.

5 Les différents types de centrales solaires thermodynamiques

La génération d'électricité par voie solaire thermique concentrée comporte trois filières principales correspondant aux trois grands types de concentrateurs :

- La centrale à tour solaire.
- Le concentrateur parabolique Dish-Stirling.
- Le concentrateur cylindro-parabolique et le réflecteur de Fresnel qui est une variante de cette technologie.

Les trois systèmes à concentration les plus importants pour l'application à grande échelle de l'énergie solaire se distinguent par leurs dimensions élémentaires, (donc leur puissance), leurs performances optiques (concentration) et thermiques (température) [24].

5.1 Systèmes de concentration à point

5.1.1 Technologie à tour (héliostat)

Ce type de centrales est constitué de nombreux miroirs plats (plus de 100m^2) concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour (80 à 100m de haut). La tour solaire offre l'avantage de ne pas avoir à faire circuler de fluide dans l'ensemble du champ de miroirs (la surface exposée est limitée). Les pertes thermiques sont donc significativement réduites.

Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Chaque héliostat traque le soleil individuellement (motorisation sur 2 axes) et le réfléchit le rayonnement solaire sur la chaudière (récepteur). Le facteur de concentration varie de 600 à plusieurs milliers, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 800 °C à 1000 °C . [25]

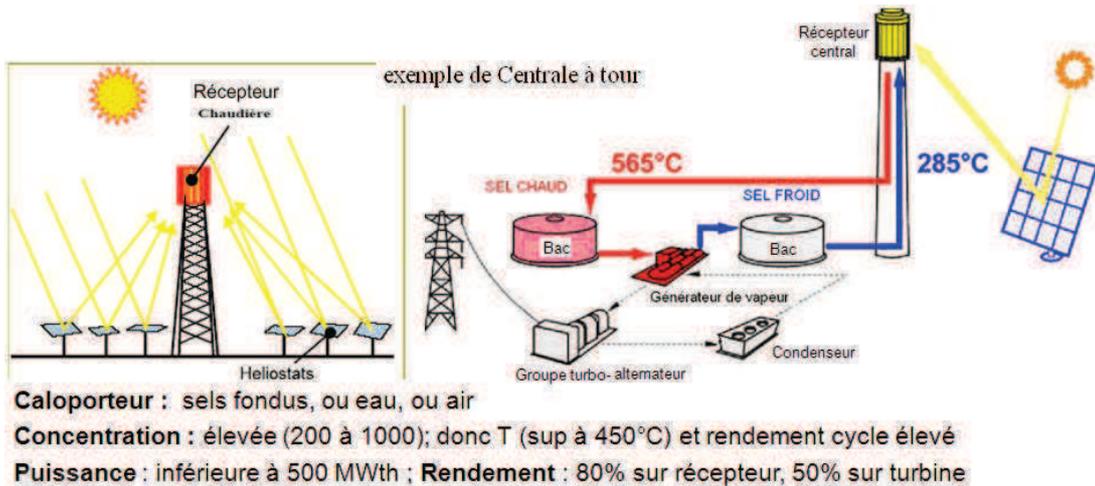


Figure 3 Schéma d'une centrale à tour

Les hautes températures atteintes dans les tours solaires peuvent être utilisées pour alimenter non seulement un cycle de Rankine, mais aussi une turbine à gaz et un cycle combiné. Ce système de centrale permet un rendement récepteur (énergétique solaire/chaaleur) de 80%, un rendement turbine de 50% et un rendement annuel solaire-électrique de 25% [26].

5.1.2 Cycles combinés

Les développements effectués dans les récepteurs volumétriques à air permettent de réchauffer directement l'air dans la tour solaire, à des températures dépassant 800 °C. Les hautes températures atteintes dans les tours solaires peuvent être utilisées pour alimenter non seulement un cycle de Rankine, mais aussi une turbine à gaz et un cycle combiné. Le principe d'un cycle combiné consiste à faire fonctionner en cascade une ou plusieurs turbines à gaz, suivies d'une centrale à vapeur dont la source chaude est la source froide des turbines à gaz.

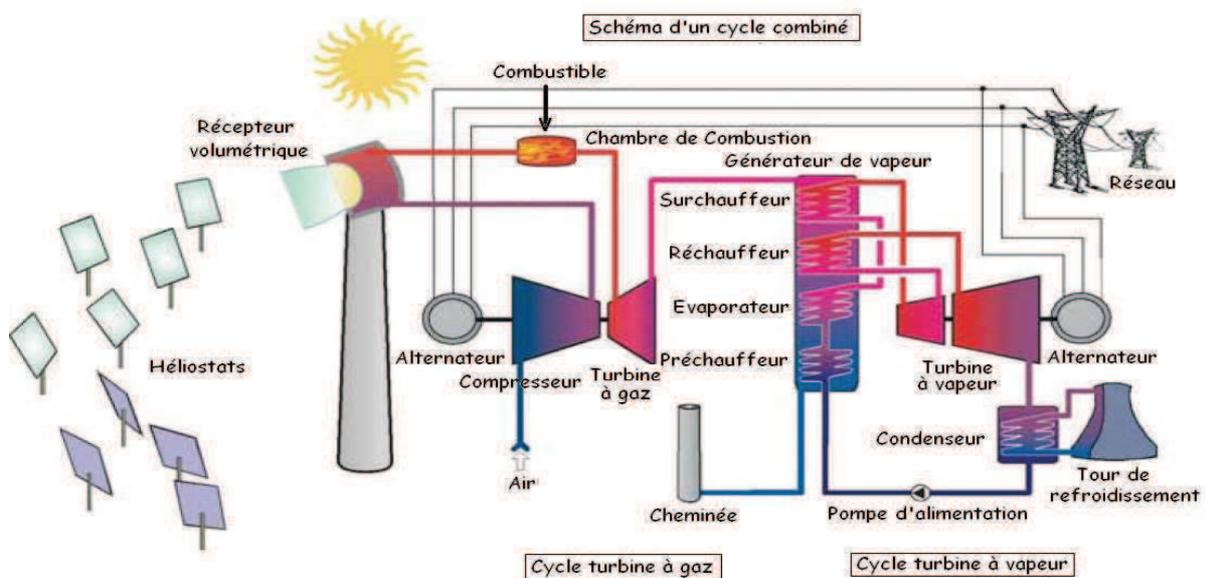


Figure 4 Schéma d'un cycle combiné (centrale à tour)

Dans ces conditions, les gaz d'échappement de la turbine à gaz sont valorisés dans une chaudière de récupération et servent alors de source chaude à un cycle à vapeur classique où l'on produit de la vapeur qui est ensuite détendue dans une turbine à condensation.

Le cycle combiné ainsi obtenu permet une amélioration intéressante du rendement thermique : avec les matériels disponibles actuellement, les rendements atteints dépassent 55 % et sont donc supérieurs à ceux que l'on peut espérer, même à moyen terme, des futures centrales à vapeur les plus avancées. La seule contrainte est de disposer, sur le site où on installe le cycle combiné, d'une source froide pour assurer la condensation totale de la vapeur en sortie de turbine. Ce concept est actuellement développé dans le cadre du projet SOLGATE et semble être une très bonne solution d'avenir pour les centrales solaires à tours.

5.1.3 Technologie à concentrateurs paraboliques

De toutes les technologies solaires, les capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (29.4%) [27].

Les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils suivent le soleil sur 2 axes afin de concentrer le rayonnement solaire sur le foyer de la parabole réfléchissante (la parabole est installée sur un support mobile muni de deux moteurs pas à pas). Le récepteur absorbe l'énergie réfléchi par le concentrateur et la transfère au fluide de travail du cycle de puissance. Le rapport de concentration est souvent supérieur à 2000 avec une température supérieure à 1000°C. Les fluides caloporteurs les plus utilisés sont la vapeur d'eau, l'air et les sels fondus. Les sels fondus ont l'avantage d'être également un moyen de stockage de l'énergie calorifique.

Le système chargé de transformer la chaleur est monté directement sur le capteur parabolique, à proximité de son foyer. La température de la source chaude peut être adaptée en plaçant le récepteur plus ou moins loin du foyer du collecteur. Son principal avantage est sa modularité : ils peuvent en effet être installés dans des endroits isolés, non raccordés au réseau électrique. Deux types de cycles peuvent être utilisés en aval du récepteur : le cycle de Stirling ou le cycle de Brayton.

Le cycle Stirling est utilisé dans les « Dish Stirling ». C'est le capteur le plus courant des capteurs paraboliques. Le Dish Stirling suit le soleil et concentre le rayonnement sur un point (foyer) où est placé l'absorbeur de chaleur d'un moteur Stirling. La production d'électricité a lieu directement par le moteur Stirling (relié à une génératrice électrique). C'est l'hélium (ou l'hydrogène) qui sont principalement utilisés comme fluide caloporteur. Ce gaz est la source chaude du moteur de Stirling. La source froide peut être soit un refroidisseur à eau, soit l'air

ambiant. Les Dish Stirling sont des unités entièrement autonomes et automatiques (mini centrale) utilisées pour la production décentralisée d'électricité de 10 à 25 kW. C'est en associant plusieurs Dish Stirling que l'on constitue une centrale de haute puissance.

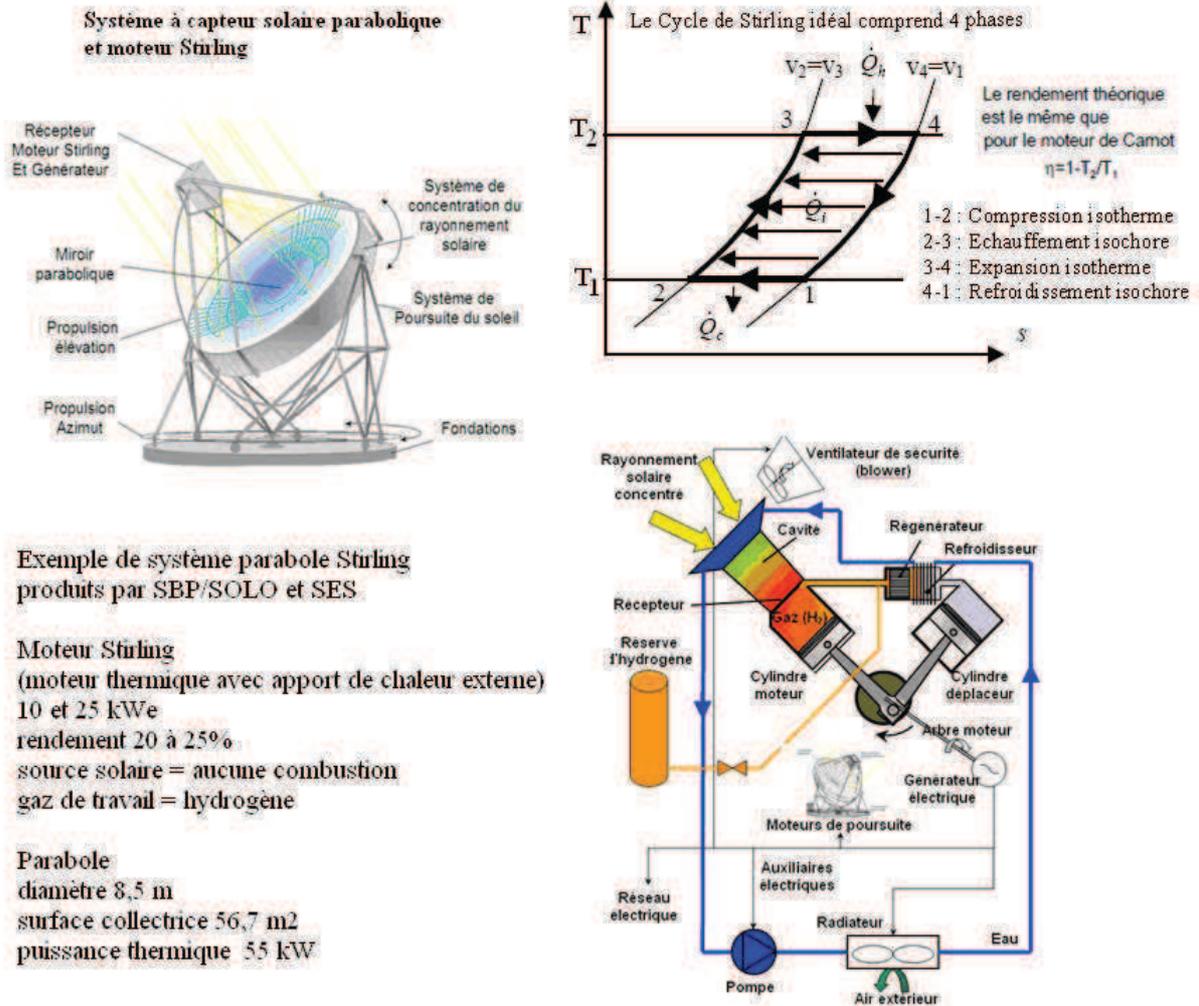


Figure 5 Un Dish Stirling

Le rendement global de ce système est de 20 à 25 %. Pour 50 m² d'interception. (Record de production d'électricité solaire). C'est le concurrent direct des petits champs photovoltaïques de 3 à 30 KW (Petites puissances). Dans le cas des cycles de Brayton, une technologie semblable à celle des tours solaires est utilisée : le rayonnement solaire est absorbé par une substance poreuse, qui réchauffe l'air d'alimentation du cycle. Cette méthode offre un rendement énergétique de 40 % [28].

5.2 Système à concentration linéaire

5.2.1 Miroirs de 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 planes, comme indiqué sur la figure 8.

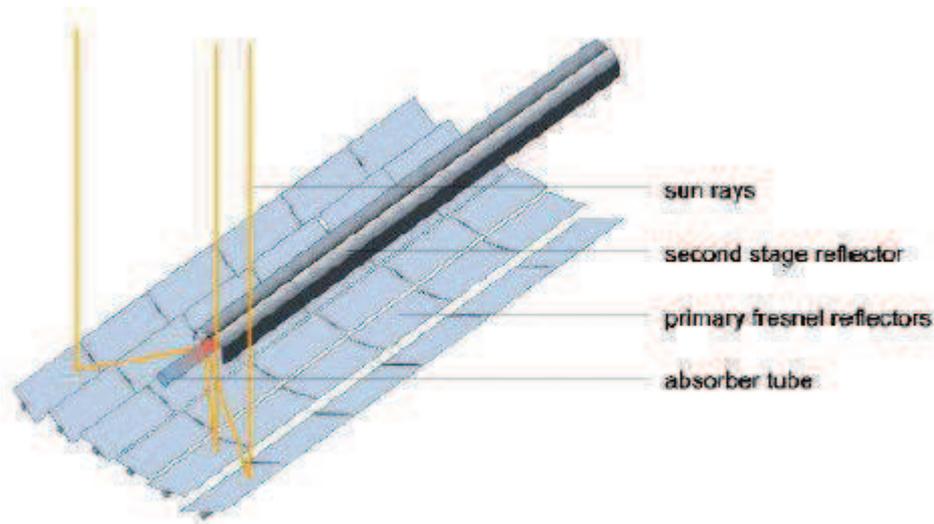


Figure 6 Principe de fonctionnement des miroirs de Fresnel

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. 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. La partie inférieure est quant à elle isolée par une vitre. Les principaux avantages de ces technologies par rapport aux concentrateurs traditionnels sont :

- Coût inférieur des miroirs
- Pas de vide à l'intérieur du tube récepteur, ce qui facilite sa conception et sa durabilité.
- Les contraintes mécaniques dus à la poussée du vent sont réduites par la disposition plane des miroirs. Un tout premier prototype de 2500 m² utilisant la technologie des miroirs de Fresnel a été réalisé à Liège en 2001 par la société belge Solarmundo [26].

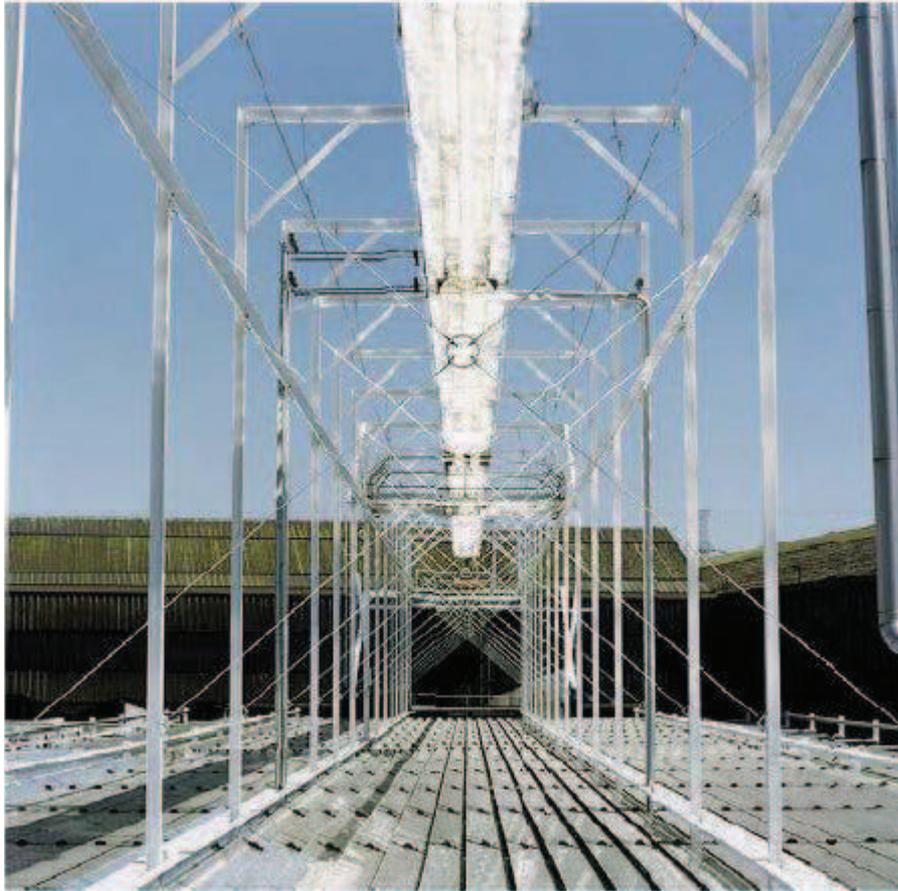


Figure 7 Prototype de 2500 m² à Liège

Selon Solarmundo, cette technologie pourrait mener à une réduction des coûts de production de 50% par rapport à aux réflecteur traditionnels. Une étude a été réalisée en 2002 par plusieurs instituts de recherche allemands sur les avantages d'un tel type d'installation : Le projet étudié était l'implémentation d'un système à miroir de Fresnel sur le site d'Hurguada en Egypte. L'étude conclut que les performances thermiques des collecteurs de Fresnel sont inférieures de 30% aux systèmes classiques, mais qu'un coût de production au kWh inférieur est obtenu : 0.075 €/kWh contre 0.0845 €/kWh pour les collecteurs classiques (Häberle et Al, 2002)[26].

5.3 Systèmes à ébullition directe

Afin de limiter les pertes exergétiques dans les échangeurs de chaleur du circuit primaire, il est possible d'effectuer la vaporisation du fluide de travail (généralement de l'eau) directement dans le collecteur solaire. La faisabilité d'un tel système a été démontrée sur un prototype de la plateforme solaire d'Almeria, au sud de l'Espagne. La vapeur d'eau y est produite à une température de 400 °C.

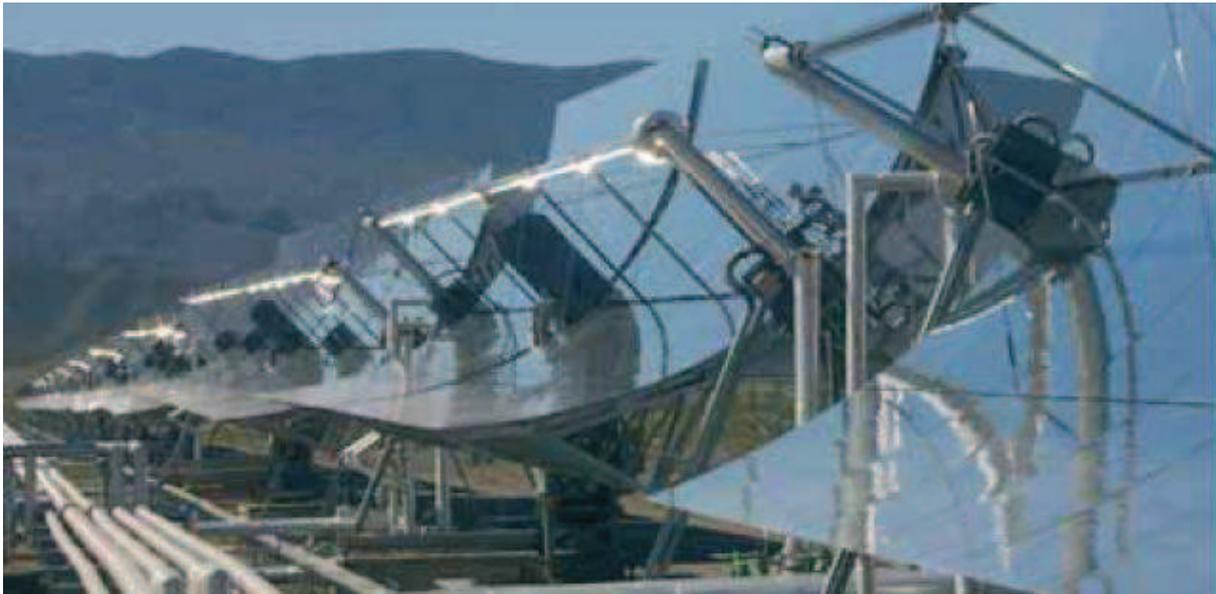


Figure 8 Concentrateurs solaire à ébullition directe à Almeria

Un flux diphasique dans un grand nombre de longs tubes horizontaux parallèles est un défi technologique majeur : les conditions d'entrée de turbine doivent en effet être maintenues constantes et les instabilités de l'écoulement doivent être évitées, même en cas de modification subite de l'insolation solaire. Des stratégies de contrôle poussées doivent être mises au point pour éviter des variations rapides pouvant nuire au bon fonctionnement du cycle thermodynamique.

3 systèmes distincts peuvent être utilisés (cfr figure 11) :

- Le système Once-through: Il s'agit du cas basique où l'eau d'alimentation est préchauffée, évaporée, et convertie en vapeur surchauffée alors qu'elle circule entre l'entrée et la sortie de la rangée de collecteurs. Ce concept est le moins complexe et demande moins d'investissement, mais son contrôle est plus délicat.
- Le système à injection : de l'eau liquide est injectée en plusieurs points le long de la rangée de collecteurs.
- Le système à recirculation : un séparateur eau-vapeur est installé en sortie d'évaporateur. La quantité d'eau fournie à l'évaporateur est supérieure à la quantité qui peut être évaporée. La vapeur est séparée de l'eau et envoyée dans la section de surchauffe. Ce type de système est très facilement contrôlable, mais le séparateur de vapeur et la pompe de recirculation augmentent la consommation auxiliaire de l'installation.

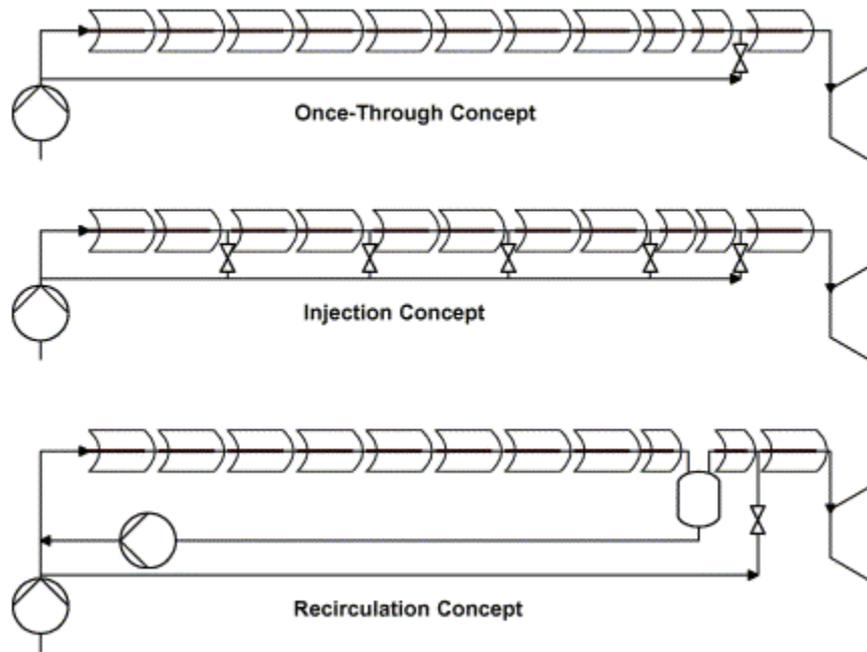


Figure 9 Concepts d'injection pour l'évaporation directe

La stratégie de contrôle pour le système once-through est illustrée à la figure 12.

Les systèmes de régulation dans ce cas sont les suivants :

- La pression d'entrée turbine est régulée par la vanne à la sortie du séparateur eau-vapeur, qui impose une perte de charge
- Les variations rapides de température à l'entrée de la turbine sont régulées par l'injection d'eau liquide dans le dernier élément du surchauffeur.
- Les variations lentes de température (par exemple si l'insolation diminue à la fin de la journée) sont régulées par la pompe d'alimentation du cycle, qui diminue le débit si la température diminue.

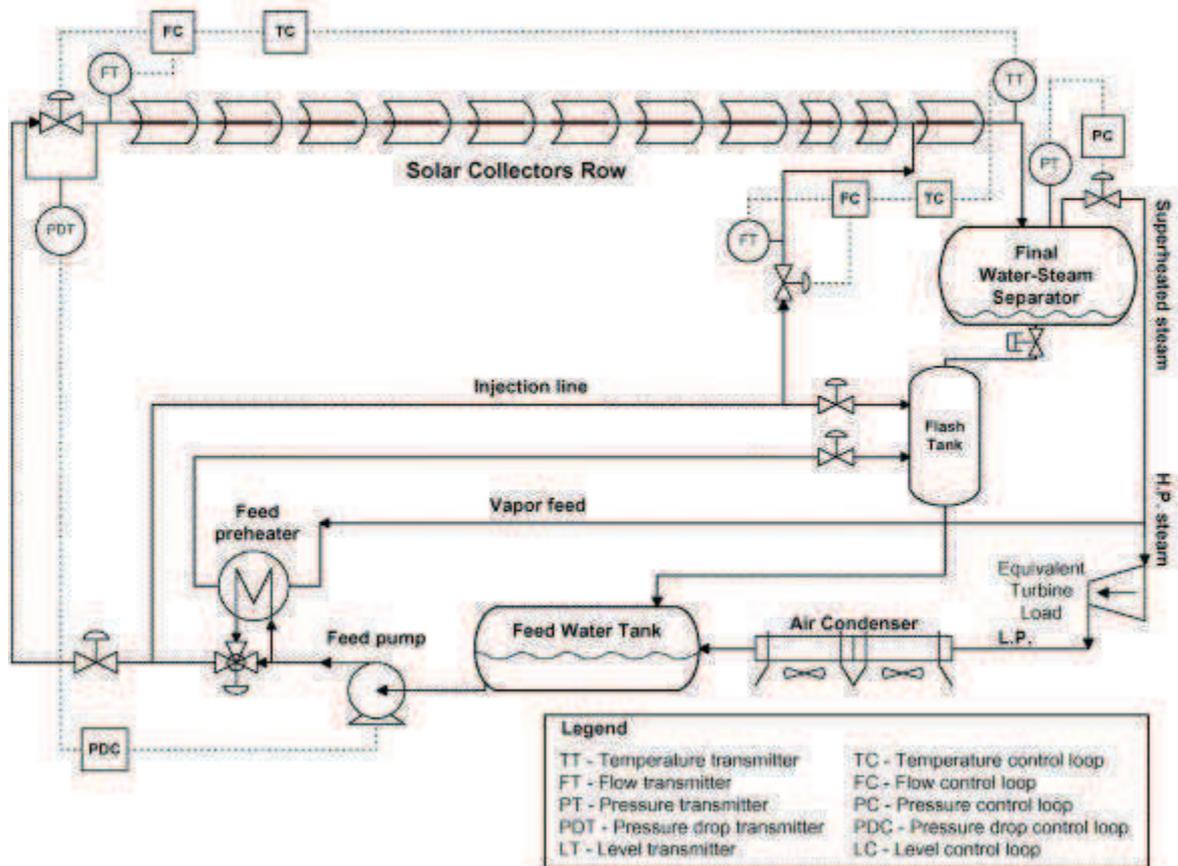


Figure 10 Principe de fonctionnement et de contrôle de l'évaporation dans les collecteurs

5.4 Centrale Cyllindro-Parabolique

5.4.1 Principe de fonctionnement

Dans une centrale Cyllindro-Parabolique, la production de chaleur dépend essentiellement du niveau d'ensoleillement. Afin d'obtenir la température nécessaire, le rayonnement solaire est concentré par les capteurs cylindro-parabolique groupés en champs de miroirs. Ces capteurs peuvent mesurer plus de 600 mètres de long et sont constitués de segments de miroirs paraboliques. Les capteurs suivent la trajectoire quotidienne du soleil et captent le rayonnement solaire dans la ligne focale des miroirs pour le diriger vers le « cœur » de la centrale cylindro-parabolique : les tubes récepteurs sous vide munis d'un revêtement spécial. Les tubes récepteurs convertissent le rayonnement solaire en énergie thermique. Leur durabilité et leur rendement est donc essentiel pour assurer la rentabilité dans le temps de la centrale solaire. Circulant dans le tube récepteur, le fluide caloporteur est chauffé puis utilisé pour produire de la vapeur.

L'efficacité globale de la centrale électrique est déterminée par la température de service maximale du fluide caloporteur employé. L'huile thermique servant le plus

communément de fluide caloporteur accepte une température de 400°C maximum. Une innovation essentielle pour augmenter le rendement de la centrale consiste à employer une méthode de transfert de chaleur pouvant fonctionner jusqu'à 550°C, comme les sels fondus ou la vapeur directe.

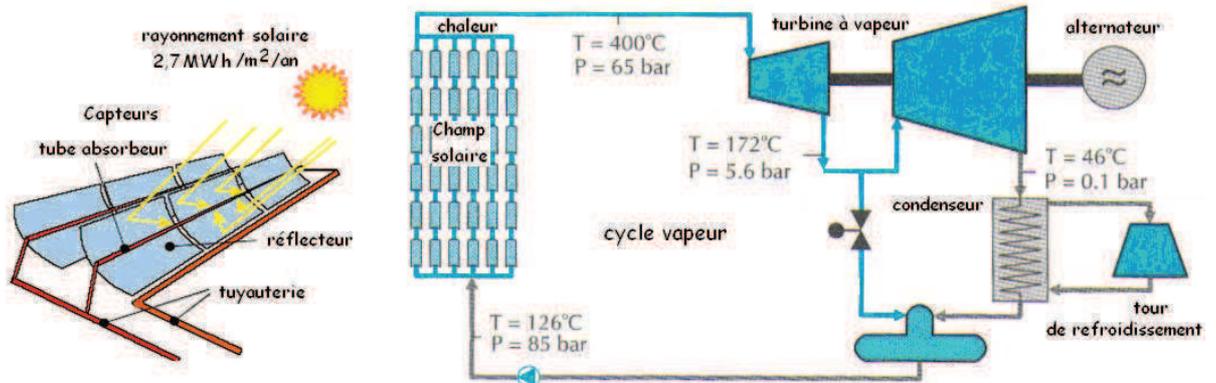


Figure 11 Schéma d'une centrale cylindro-parabolique

5.4.2 Configuration du champ solaire

Le champ solaire est la partie réceptrice de l'installation : la radiation solaire y est transformée en énergie thermique. Les collecteurs sont connectés en série pour former de longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle. La taille du champ solaire dépend de la puissance désirée et de la température du fluide caloporteur en sortie.

Les collecteurs sont alignés dans la direction nord-sud, et disposent d'un système mono axial de poursuite du soleil dans la direction est-ouest. Un capteur permet de contrôler la position du soleil par rapport à la rangée de collecteur. Cette information est transmise au système de contrôle central qui ajuste l'angle d'inclinaison en fonction.

Le champ solaire peut avoir plusieurs configurations en fonction de la manière dont il est alimenté en fluide caloporteur. Dans tous les cas, la tuyauterie de sortie est la plus courte possible pour minimiser les pertes à l'ambiance.

5.4.3 Installation à retour direct

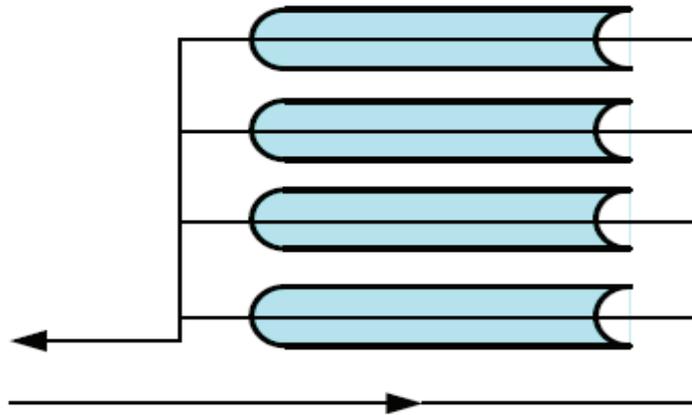
C'est la configuration la plus simple et celle qui est la plus utilisée. Son inconvénient principal est le déséquilibre entre les pressions à l'entrée et à la sortie de chaque rangée de collecteurs. En effet, la distance parcourue par le fluide passant par dans la dernière rangée est plus courte que celle parcourue par le fluide de la première rangée.

Les pertes de charge sont donc plus ou moins importantes et le débit n'est pas identique pour chaque rangée de collecteurs. Des vannes ajustant la perte de charge doivent alors être installées sur chaque rangée de collecteurs.

Pertes thermiques diminuées

ΔP non équilibrées

Consommation élevée



5.4.4 Installation à retour indirect

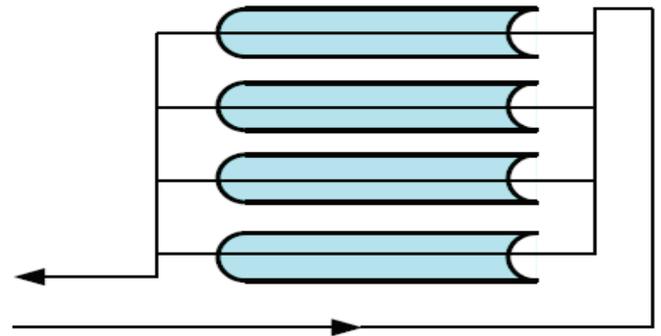
Les pertes de charge sont équilibrées pour chaque rangée en effectuant une boucle à l'entrée du champ solaire. La longueur totale de tuyauterie est légèrement augmentée, ainsi que les pertes à l'ambiance. [30]

Pertes thermiques augmentées

Plus cher

ΔP équilibrées

Consommation diminuée



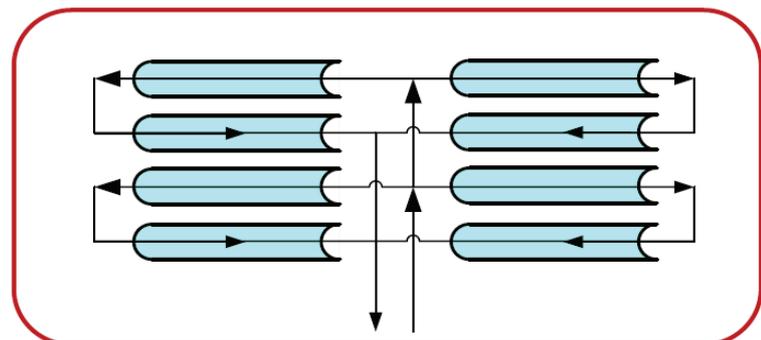
5.4.5 Installation à alimentation centralisée

Installation à alimentation centralisée : Le but de ce type d'installation est de minimiser la longueur totale de tuyauterie. Comme pour l'installation à retour direct, des vannes d'ajustement de la perte de charge sont nécessaires sur chaque rangée de capteurs. [30]

Tuyaux raccourcis

Meilleur accès aux collecteurs

ΔP non équilibrées



5.4.6 Propriétés des capteurs à concentration

5.4.6.1 Le rendement

Le rendement d'un capteur est le rapport entre l'énergie extraite par le fluide caloporteur pendant un intervalle de temps donné et le produit de l'irradiation solaire pendant le même intervalle de temps sur le capteur où la puissance extraite et les pertes sont égales au flux du rayonnement solaire incident.

5.4.6.2 Stagnation

La stagnation est l'état d'un capteur ou d'un système sans circulation du fluide caloporteur. La température de stagnation se réfère généralement à la température du fluide caloporteur sans circulation où les déperditions thermiques sont égales au flux du rayonnement solaire incident.

5.4.6.3 Surface sélective

La surface dont les propriétés optiques (facteurs de réflexion, d'absorption, de transmission ainsi que l'émissivité) dépendent de la longueur d'onde considérée est dite surface sélective. La surface sélective utilisée pour l'absorbeur d'un capteur solaire est généralement peu émissive aux températures d'utilisation et ainsi les déperditions thermiques par émission sont réduites.

L'élément de base est la surface captant qui doit absorber le rayonnement solaire de nos jours les fabricants utilisent un revêtement en "black chrome" réalisé par électrolyse, il s'agit d'oxyde de chrome déposé sur une sous-couche de nickel, le tout formant une couche extrêmement fine sur un support métallique comme le cuivre ou l'aluminium. Cette surface est dite sélective chaude car elle absorbe le rayonnement solaire en émettant très peu d'infrarouges. Elle est très performante mais perd quand même de la chaleur par conduction et convection de l'air, de ce fait on l'associe à un vitrage. Une autre surface sélective plus accessible que le black chrome, plus coûteuse que la surface peinte mais intéressante pour son rendement. L'acier inox a une émissivité de 0,45 fois celle du corps noir mais ne capte pas le rayonnement sans oxydation.

5.4.6.4 Caractéristiques de l'enveloppe du verre

Bien qu'il fût déjà connu antérieurement au second millénaire avant l'ère chrétienne, le verre a été très peu employé comme matériau constitutif des fenêtres avant la période de domination romaine. Aux alentours du dixième siècle, l'Europe du Nord, probablement incitée par les rigueurs climatiques, produisait une quantité assez importante de verre. Grâce aux

techniques modernes d'utilisation du verre, ce matériau est maintenant largement utilisé en construction, comme vitre et comme parement, sans compter mille autres utilisations.

Le verre est utilisé en raison de sa transparence à la lumière et parce qu'il n'obstrue pas le champ de vision, et qu'en même temps il répond aux exigences auxquelles doivent satisfaire les éléments de construction. En outre, il est durable dans la plupart des milieux physiques, disponibles sans difficulté à un prix relativement faible, et il possède la résistance nécessaire quand il est utilisé de façon adéquate.

Le verre est fondamentalement un produit de fusion de la silice. La fusion de la silice pure est toutefois difficile à réaliser, et on ajoute généralement un fondant pour faciliter l'action de la chaleur. On peut également ajouter d'autres oxydes pour surmonter la difficulté, bien que la durabilité du produit en souffre [25].

6 Généralités sur le concentrateur Cylindro-Parabolique

6.1 Définition

Les réflecteurs Cylindro-Paraboliques sont des systèmes en forme de «U». Ils concentrent les rayons du soleil sur un tube récepteur situé le long de la ligne focale du réflecteur.

Un tube en verre transparent entoure le tube récepteur afin de réduire les pertes de chaleur.

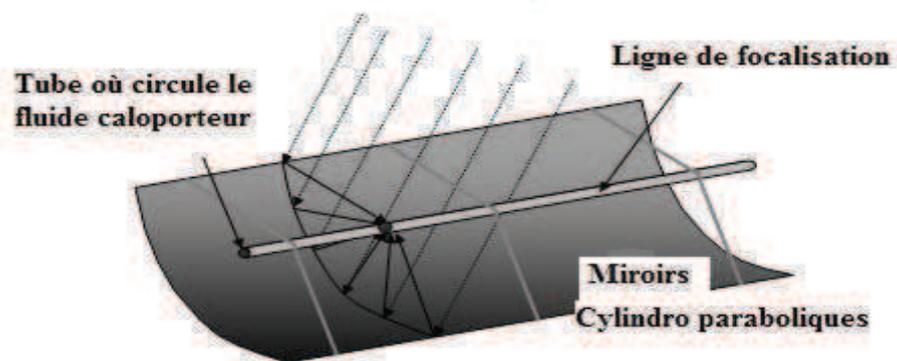


Figure 12 Concentrateur Cylindro-parabolique [29].

6.2 Les éléments clés du concentrateur cylindro-parabolique

6.2.1 Le collecteur

Le collecteur est le composant de base du champ solaire. Il est composé d'un réflecteur parabolique (miroir), d'une structure métallique, d'un tube récepteur et du système de poursuite solaire

6.2.2 Les miroirs

Sont composés de verre pauvre en fer, dont la transmissivité atteint 98%. Ce verre est recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure, et d'un enduit spécial de protection.

- Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident.
- Le rôle du mécanisme de poursuite est d'adapter l'inclinaison du capteur de manière à ce que la radiation solaire incidente soit toujours perpendiculaire au réflecteur. De cette manière, la radiation est réfléchi au foyer de la parabole et concentrée sur un tube récepteur dans lequel circule le fluide caloporteur [29].

6.2.3 Le tube absorbeur

Est le composant essentiel de capteur Cylindro-Parabolique recouvert par une couche sélective appropriée et entouré d'un tube en verre, est placé le long de la ligne focale du concentrateur Cylindro-Parabolique [31].

Il doit avoir les caractéristiques suivantes :

- Une bonne absorption du rayonnement
- Son coefficient d'absorption doit être aussi élevé que possible afin d'éviter toute réflexion du rayonnement incident.
- Pertes thermiques limitées : La température du tube dépassant généralement 400°C, les pertes par échanges convectifs et radiatifs sont très importantes. Afin de les limiter, le tube entouré d'une enveloppe de verre sous vide [32].

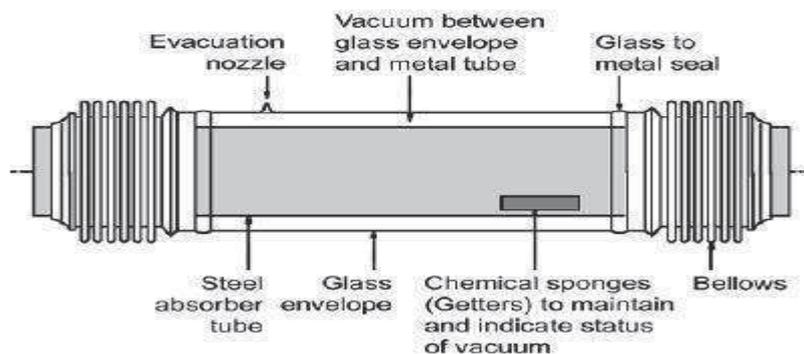


Figure 13 Schéma d'un tube absorbeur [29].

6.2.4 Les fluides caloporteurs

Le choix du fluide caloporteur détermine la température maximale admissible, impose la technologie et les matériaux du récepteur et conditionne la possibilité du stockage. Dans certains cas, le fluide caloporteur est utilisé directement comme fluide thermodynamique (on fait dans ce cas l'économie d'un échangeur) [31].

On distingue comme fluides :

- ✓ **Les huiles** qui présentent un bon coefficient d'échange sont les fluides les plus utilisés dans les centrales cylindro-paraboliques
- ✓ **Huile synthétique (HTF) THERMINOL VP-1** : est un mélange de diphényle et bi-phényle d'oxyde.
- ✓ **Les sels fondus** : mélanges binaires ou ternaires à base de nitrates de sodium et de potassium qui possèdent une densité élevée sont de très bons fluides de stockage.
- ✓ **Les fluides organiques** : (butane, propane, etc.) qui ont une température d'évaporation basse sont utilisés comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.
- ✓ **L'eau liquide** : fluide de transfert idéal, offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique est utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.
- ✓ **Les gaz** : (hydrogène ou l'hélium) sont utilisés comme fluides thermodynamiques et entrainer les moteurs Stirling associés aux collecteurs paraboliques.
- ✓ **L'air** : est utilisé classiquement comme fluide de travail dans une turbine à gaz l'air peut aussi être utilisé comme caloporteur seulement.

6.2.5 La structure métallique

La structure métallique doit suffisamment être solide pour résister aux importantes contraintes mécaniques liées au vent. Elle doit être munie d'extrémités assurant la compatibilité entre les dilatations thermiques inégales de l'acier et du verre [30].

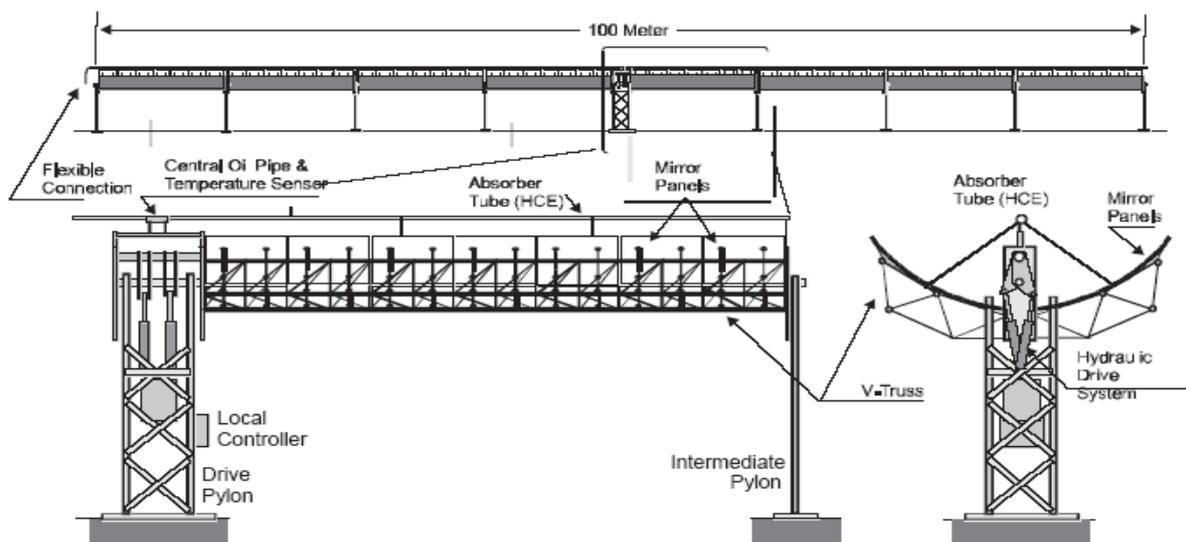


Figure 14 Vue schématique du collecteur Cylindro-Parabolique

6.2.5.1 Cycle de puissance

Les cycles mixtes vapeur/air (fluides de travail les plus communément utilisés) ont un rendement thermique augmenté du fait que les deux cycles sont complémentaires du point de vue thermodynamique : la chaleur rejetée par la turbine à gaz (cycle de Brayton) se trouve à une température telle qu'elle peut constituer la source d'énergie principale ou une source d'énergie complémentaire de la turbine à vapeur (cycle de Rankine). Comme son nom l'indique, l'installation à cycle combiné réalise la combinaison de deux cycles thermodynamiques : elle associe le fonctionnement d'une turbine à combustion (cycle de Brayton ou de Joule) à celui d'une chaudière de récupération et d'une turbine à vapeur (cycle de Hirn). Il est identifié que 70% de l'énergie thermique apporté dans des machines fonctionnant suivant le cycle de Brayton sont rejetés à l'échappement, d'où l'idée d'exploiter ce potentiel. Le cycle eau-vapeur qui récupère l'énergie peut avoir différentes finalités :

- production d'électricité unique.
- production de vapeur pour un réseau de chauffage urbain ou à des fins industrielles.
- Production conjointe de vapeur et d'électricité : cogénération.

Les turbines à combustion sont communément appelées turbines à gaz qui peuvent fonctionner avec un grand nombre de combustibles (fuel lourd, léger, gaz de cokerie, gaz naturel ou de synthèse, etc.) L'appellation turbine à combustion est de ce point de vue moins restrictive. Le qualificatif gaz (de combustion) s'applique à la turbine (partie de l'installation qui effectue la détente), comme le qualificatif vapeur s'applique à la turbine des installations motrices à vapeur.

6.2.5.2 Cycle de Brayton

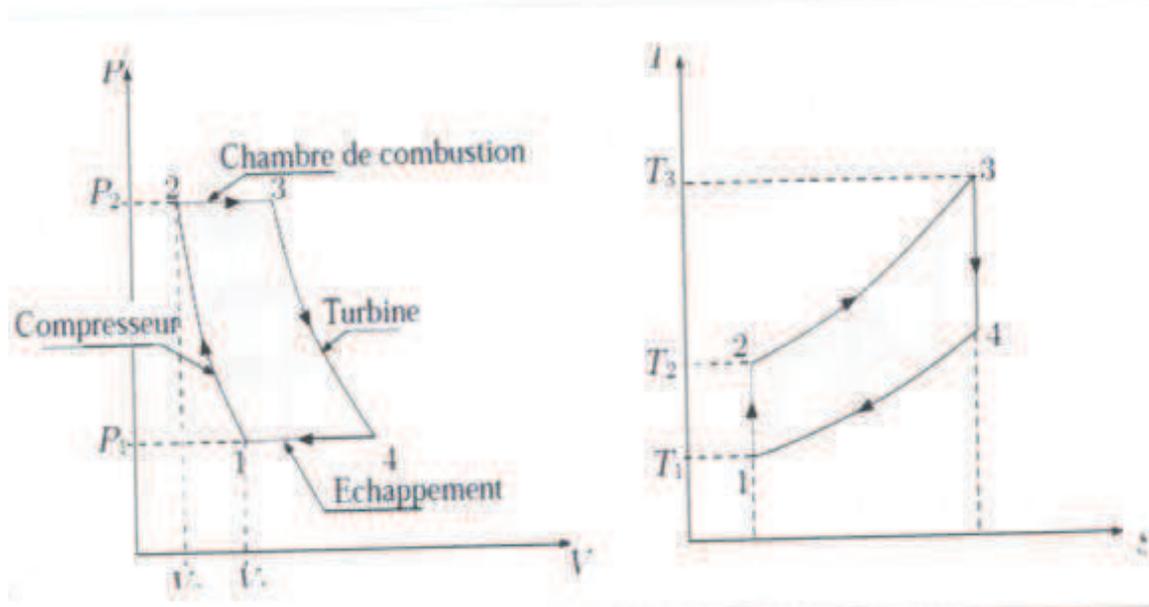


Figure 15 Diagramme (h, s) du cycle à gaz

Dans les cycles à gaz, le fait qu'il y a un mélange du fluide actif avec le combustible dans la chambre de combustion, cela tend à compliquer les calculs, c'est pourquoi il est devenu standard de travailler avec un cycle à air standard, où la combustion est remplacée par un volume de contrôle à pression constante avec un apport de chaleur seulement, avec l'air comme fluide actif tout le long de l'évolution du cycle. Ce cycle est caractérisé par :

- Une compression isentropique (1→2)
- Un apport de chaleur isobare (2→3)
- Une détente isentropique jusqu'à la pression atmosphérique (3→4)
- L'air revient à son état initial à pression atmosphérique (4→1)

6.2.5.3 Cycle à eau-vapeur (cycle de Rankine-Hirn) [18]

Le cycle de Hirn ou de Rankine caractérise les transformations thermodynamiques du cycle eau-vapeur d'une centrale thermique. Le cycle de Rankine ne considère que deux transformations isothermes et deux transformations isentropiques tandis que celui de Hirn intègre une phase de surchauffe de la vapeur à l'issue de la vaporisation. Ce dernier est le plus représentatif du fonctionnement d'un cycle eau-vapeur d'une centrale thermique.

La figure propose une représentation des différentes transformations du cycle de Hirn.

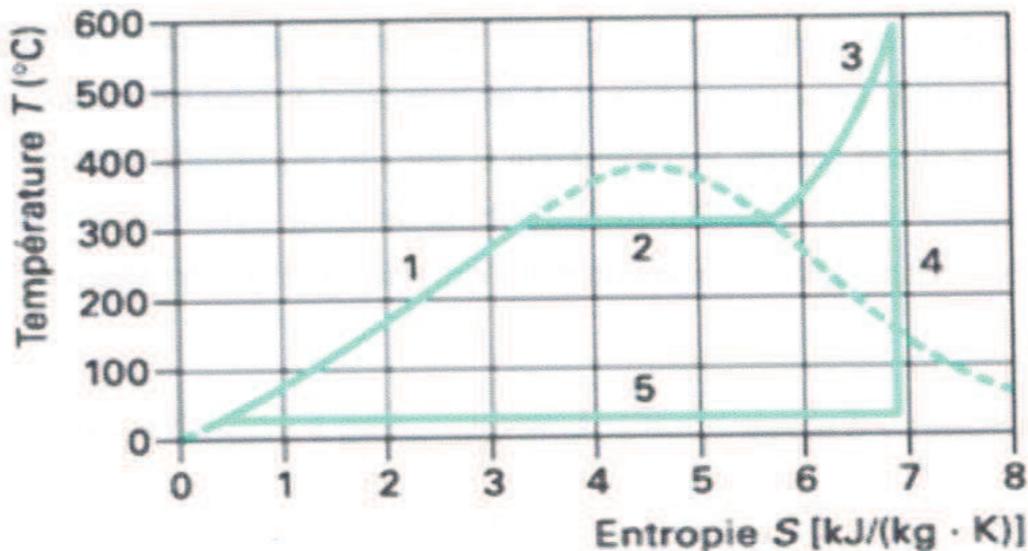


Figure 16 Cycle de Hirn sur un diagramme T, S.

Les transformations 1, 2 et 3 caractérisent l'échange avec la source chaude, tandis que la transformation 5 (figure ci-dessus) correspond à la condensation de la vapeur par la source froide.

Le travail du circuit de pompage alimentaire (mise en pression de l'eau) n'est pas mentionné sur le diagramme.

En détail, les transformations thermodynamiques correspondent à :

Etape 1 : échauffement de l'eau dans le ou les économiseur(s).

Etape 2 : évaporation dans l'évaporateur au niveau de pression considéré.

Etape 3 : surchauffe de la vapeur dans le ou les surchauffeurs.

Etape 4 : détente de la vapeur dans la turbine à vapeur.

Etape 5 : condensation de la vapeur dans le condenseur.

6.2.5.4 Le cycle de puissance (cycle combiné)

Le cycle combiné est une combinaison de deux cycles thermodynamiques classiques :

Le cycle de la turbine à gaz (cycle de Brayton-Joule ouvert) et le cycle de la turbine à vapeur (cycle de Rankine-Hirn). L'association de la turbine à vapeur à la turbine à gaz a pour but d'exploiter l'énergie thermique des gaz d'échappement rejetés par la turbine à gaz, en les collectant par un récupérateur générateur de vapeur (HSRG) pour entraîner la turbine à vapeur. Ce type de cycle permet d'avoir ainsi un rendement de conversion élevé.

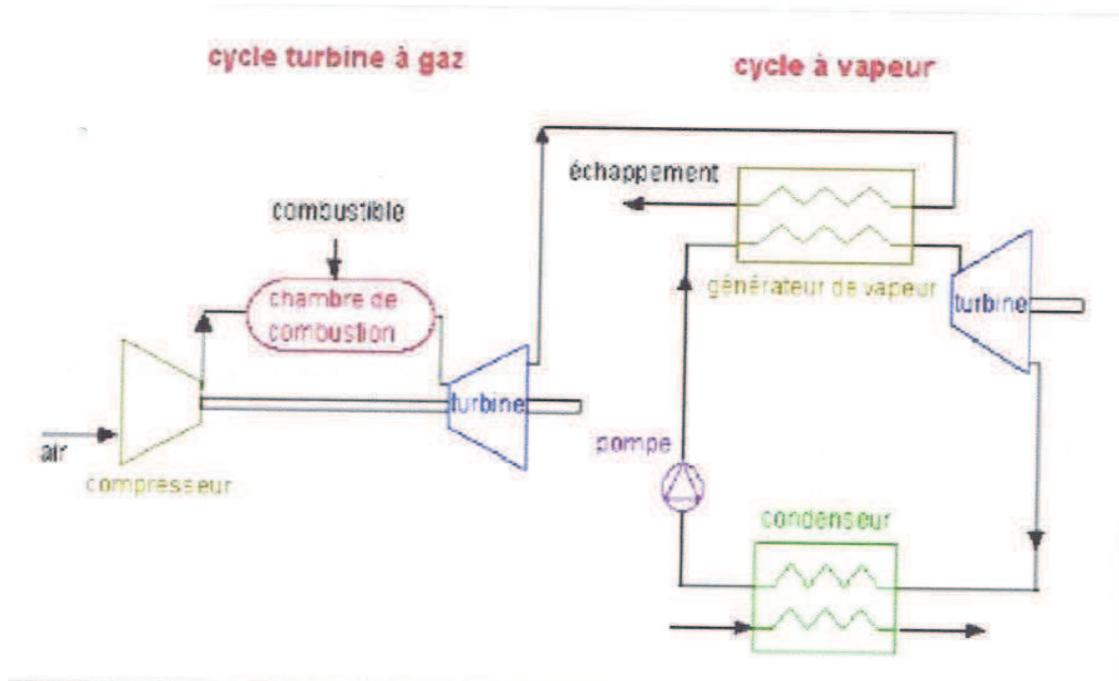


Figure 17 Le cycle de puissance (cycle combiné). [33]

7 Conclusion

Ce chapitre a été consacré en premier lieu à la présentation des différentes centrales solaires qui sont distinguées par leur système de concentration d'énergie solaire. L'étude de ces centrales s'avère nécessaire pour le choix de la meilleure installation qui répond à nos conditions.

Chapitre III

*Modélisation du tube absorbeur
cylindro-parabolique*

1 Introduction

Le capteur solaire à concentration cylindro-parabolique qui est l'objet de notre étude a le but de concentrer et transformer l'énergie solaire incidente en énergie thermique extraite par le fluide qui s'écoule dans le tube absorbeur. Ce qui permet d'atteindre des températures élevées puis un fluide caloporteur refroidit l'absorbeur en emportant la chaleur utile qui est ensuite convertie ou transférée pour différents usages, le flux solaire reçu par le capteur est d'abord réfléchi sur la surface du concentrateur, puis il traverse généralement un vitrage destiné à isoler thermiquement le foyer où il est absorbé par une surface appropriée.

L'énergie thermique reçue au collecteur est absorbée par un tube métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide (huile synthétique) qui circule à l'intérieur du tube, est chauffé à une température d'environ 400°C [26].

L'absorbeur s'échauffe et perd de la chaleur vers l'extérieur sous forme de rayonnement et de convection. Cette perte peut être caractérisée par un coefficient de pertes thermiques.

2 Présentation du tube absorbeur

Le tube absorbeur est placé tout le long de la ligne focale du concentrateur cylindro-parabolique. Il est en acier, recouvert d'une couche sélective appropriée et entouré d'un tube en verre.

La couche sélective joue un rôle très important qui se caractérise en protégeant le tube absorbeur des effets d'oxydation avec une grande capacité d'absorption de l'irradiation dans le spectre d'énergie solaire, et une basse émissivité dans l'onde forte de spectre d'énergie et une grande réduction des pertes de l'irradiation thermiques.

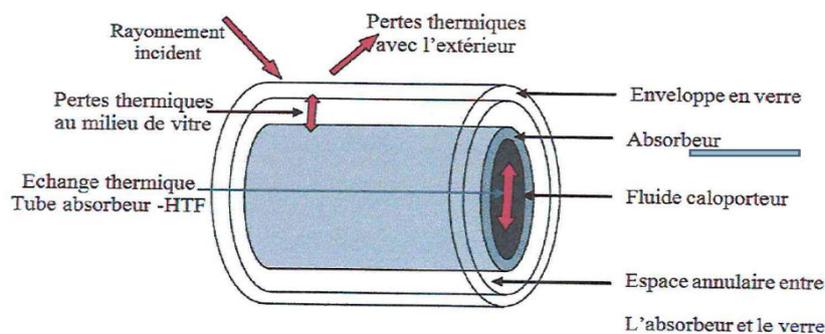


Figure 1 Schématisation des échanges thermiques entre les différents éléments du collecteur cylindro-parabolique

Le tube absorbeur doit avoir les caractéristiques suivantes :

- Bonne absorption du rayonnement : son coefficient d'absorption doit être aussi élevé que possible afin d'éviter toute réflexion du rayonnement incident.
- Pertes thermiques limitées : La température du tube dépassant généralement 400°C, les pertes par échanges convectifs et radiatifs sont très importantes. Afin de les limiter, le tube est entouré d'une enveloppe de verre sous vide [26].

3 Principe de captation du rayonnement solaire

Le capteur plan est considéré comme un simple absorbeur de rayonnement solaire direct et diffus qui les transforme en chaleur. Le rayonnement solaire est non seulement absorbé par le ciel, mais aussi par tout l'environnement [41]. Un capteur plan est relativement insensible aux conditions du ciel, dont la réalisation ne demande pas une conception compliquée. Cependant, la conception d'un collecteur avec effet de concentration, fait appel à des techniques plus au moins complexes, dont le principe consiste à focaliser le rayonnement incident sur un absorbeur de surface réduite que la surface d'ouverture du collecteur, afin d'augmenter la concentration du rayonnement direct aux niveaux de l'absorbeur. Les capteurs plans utilisent le rayonnement diffus provenant du ciel et du sol, par contre les concentrateurs n'utilisent que le rayonnement direct. La figure 2 montre le principe de captation par les deux types de conversion thermique de l'énergie solaire.

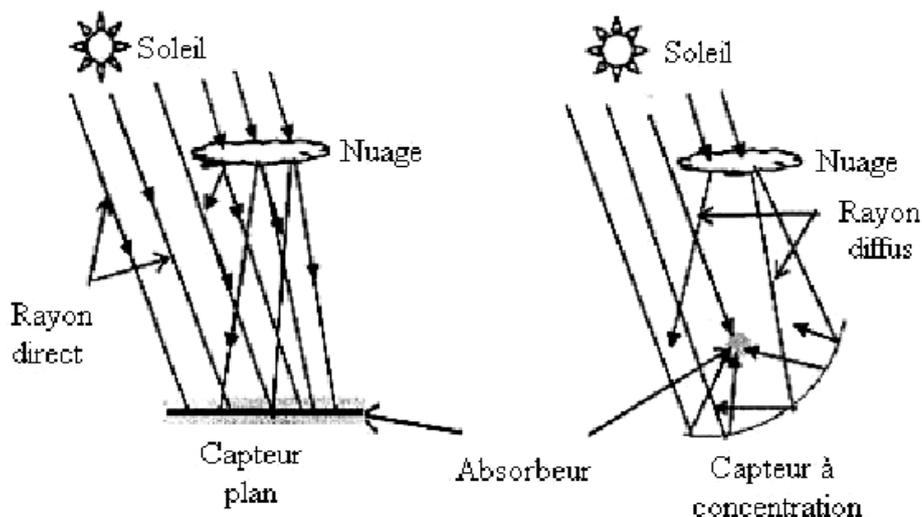


Figure 2 Schématisation de principe de captation du rayonnement solaire

Les concentrateurs solaires utilisent des surfaces réfléchissantes (miroirs) paraboliques ou cylindro-paraboliques (CCP) pour concentrer les rayons solaires respectivement dans un foyer ponctuel ou linéaire. Dans le foyer ponctuel ou le long du foyer linéaire se trouvent les récepteurs (absorbeurs) qui captent la chaleur solaire ainsi concentrée. Naturellement, ces concentrateurs doivent suivre le mouvement apparent du soleil. Dans un concentrateur cylindro-parabolique, le fluide caloporteur (eau, huile thermique ou gaz) peut être porté à environ 400 °C. On peut obtenir des températures plus élevées jusqu'à 1500 °C pour les concentrateurs ponctuelles. Ces types de collecteurs solaires sont plus adaptés pour la production de chaleur industrielle et d'électricité. L'utilisation des systèmes à concentration présente des avantages et des inconvénients.

4 Collecteurs cylindro-paraboliques

L'objectif de cette section est de développer un outil prédictif des performances d'un collecteur cylindro-parabolique quelconque. Un collecteur de la centrale MicroSol-R pourra donc servir d'outil de comparaison, mais il sera d'abord nécessaire de qualifier expérimentalement ses performances. Toutefois, puisque la littérature est déjà pourvue de quelques résultats expérimentaux obtenus avec des lignes de collecteurs de dimensions différentes, le modèle sera en premier lieu validé par comparaison à ces derniers. Mais avant cela, il est nécessaire de définir et d'expliquer les différentes hypothèses et choix de modélisation qui ont été effectués.

4.1 Modélisation

Les collecteurs cylindro-paraboliques sont des structures dont le comportement est plutôt bien connu. Cette sous-section a pour but de rappeler leur composition, leur fonctionnement et les différentes connaissances apportées par les études antérieures.

4.1.1 Généralités et bibliographie

4.1.1.1 Présentation des différents éléments d'un collecteur

Un collecteur cylindro-parabolique est constitué de deux principales entités (Figure 2) :

- le réflecteur cylindro-parabolique qui réfléchit les rayons du soleil vers le récepteur ;
- le récepteur qui reçoit le rayon concentré par le premier élément. Il est maintenu au point focal du réflecteur grâce à un support métallique. Le récepteur est lui-même divisé en quatre éléments distincts (Figure 3) :
 - le fluide de transfert qui circule dans un tube : l'absorbeur ;
 - l'absorbeur est un tube qui reçoit le rayonnement lumineux, monte en température, et transmet l'énergie absorbée au fluide de transfert ;
 - l'enveloppe isole l'absorbeur de l'extérieur en la séparant de ce dernier par l'espace annulaire, mais laisse évidemment passer la lumière (matériau à haute transmission optique) ;
 - l'espace annulaire constitué, de vide ou de gaz, qui est l'isolant thermique de l'absorbeur.



Figure 3 Description d'un collecteur cylindro-parabolique [42].

4.1.1.2 Fonctionnement idéal d'un collecteur cylindro-parabolique

Dans un cas idéal (Figure 4), le réflecteur reçoit des rayons lumineux tous perpendiculaires à son axe optique. Ils sont ensuite tous réfléchis par les miroirs vers le récepteur. Ils traversent alors l'enveloppe et atteignent l'absorbeur qui voit augmenter sa température et transmet l'énergie absorbée au fluide de transfert. Dans cette configuration, le rendement du collecteur est de 100 %. Mais il existe évidemment des pertes optiques et des pertes thermiques, qui diminuent sensiblement cette valeur.

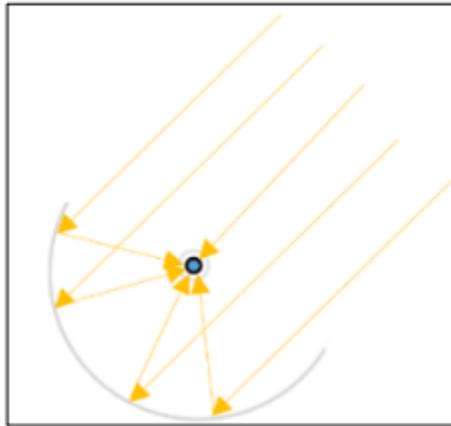


Figure 4 Schéma de principe d'un collecteur cylindro-parabolique

4.1.1.3 Fonctionnement réel d'un collecteur cylindro-parabolique

En réalité, le système optique n'est pas parfait [43] :

- le soleil possède une taille finie. Le rayonnement lumineux en un point ne peut pas être modélisé par un seul rayon mais par un cône. La réflexion est de la même forme (Figure 4) ;

- même dans un cas où le soleil peut être face au collecteur, il existe des erreurs de tracking/suivi du soleil. Les rayons lumineux ne sont donc pas perpendiculaires à l'axe optique (Figure 5)

- le réflecteur présente de nombreuses imperfections, comme des erreurs de courbures globales ou locales, qui entraînent des erreurs de réflexion. Ainsi, tout le flux n'atteint pas le récepteur (Figure 5)

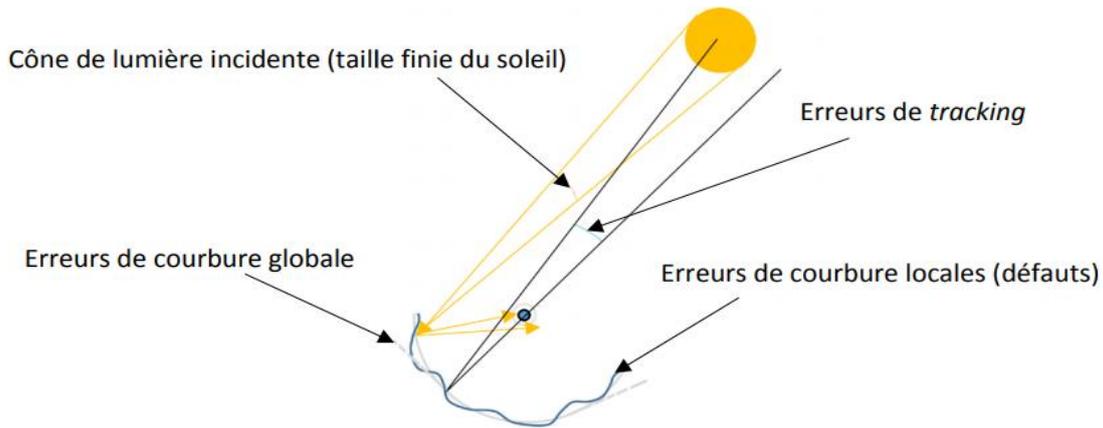


Figure 5 Représentation graphique des différentes erreurs dans la réflexion des miroirs cylindro-paraboliques

Chaque élément du système absorbe une partie du rayonnement incident, transmet une autre partie et réfléchit le reste (Figure 6) ;

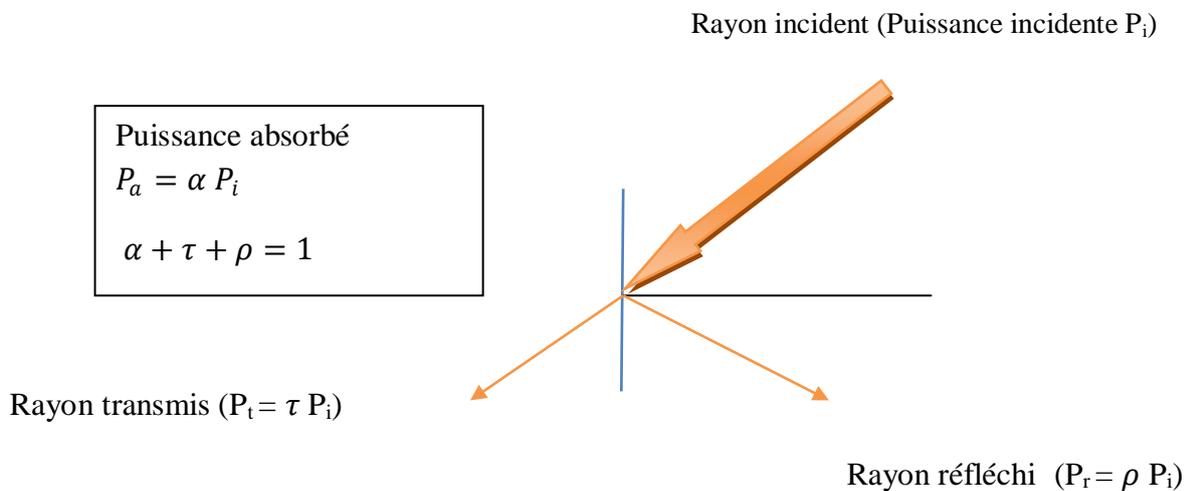


Figure 6 Représentation du devenir d'un rayon incident sur une surface quelconque

- comme le suivi du soleil ne se fait que sur un axe, le collecteur n'est que très rarement face à l'astre, ce qui entraîne dans tous les autres cas des réflexions imparfaites sur le récepteur (création d'un angle d'incidence des rayons solaires, modification de la longueur du trajet des rayons réfléchis, pertes de fin de ligne) qui sont exacerbées par toutes les erreurs précédentes. Ainsi, suivant l'orientation de l'axe du collecteur, l'évolution de l'efficacité optique peut être très différente (Figure 6) ;

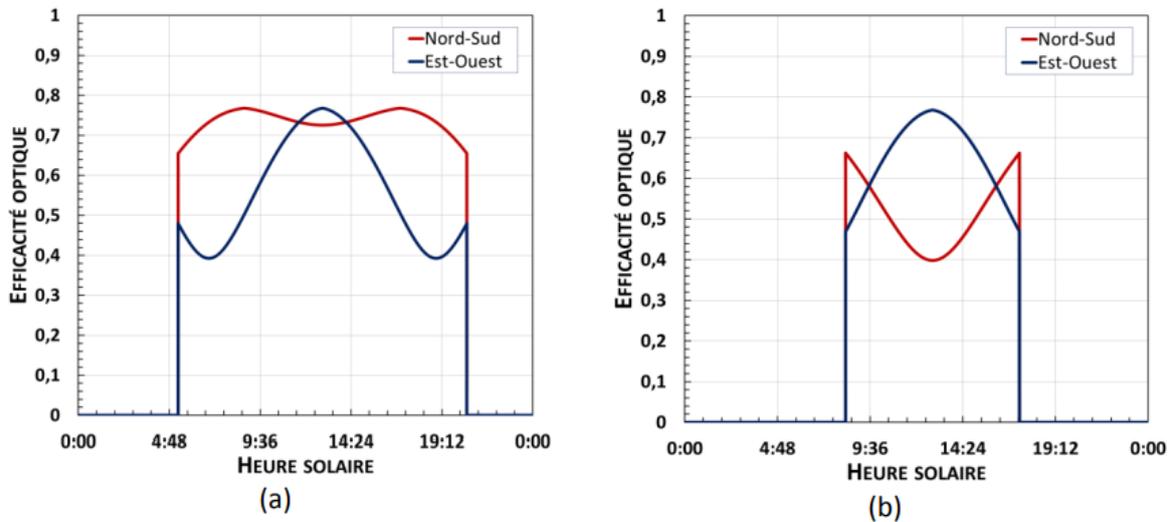


Figure 7 : Efficacités optiques typiques calculées pour un collecteur factice, à axe orienté Nord-Sud ou Est-Ouest, pour (a) le 21 juin 2016 ou (b) le 21 décembre 2016 sur le site d'Odeillo. Les collecteurs Nord-Sud sont fortement dépendants de l'élévation solaire (faible en hiver, forte en été) tandis que les collecteurs Est-Ouest ont un profil annuel quasi-constant.

- enfin, la qualité de réflexion du miroir diminue au cours du temps, de façon réversible (poussière, saleté) ou irréversible (érosion, abrasion). Cette détérioration peut être atténuée par des maintenances régulières.

Une partie des rayons lumineux frappant la parabole n'atteint donc pas le récepteur. Et ce dernier n'absorbe pas la totalité du flux qu'il reçoit. Le récepteur réel présente également des pertes thermiques (Figure 7) [44] :

- une partie de l'énergie reçue par l'absorbeur est perdue à travers l'espace annulaire et vers l'enveloppe, principalement par rayonnement, mais aussi par convection s'il est rempli de gaz (convection naturelle) ou s'il est vide (convection moléculaire libre due au vide non parfait) ;

- l'enveloppe échange de l'énergie avec l'extérieur par rayonnement vers le ciel et les réflecteurs, mais aussi par convection (naturelle s'il n'y a pas de vent, forcée s'il y a du vent).

- l'absorbeur et l'enveloppe échangent également de l'énergie avec l'environnement, par l'intermédiaire des supports maintenant ces éléments.

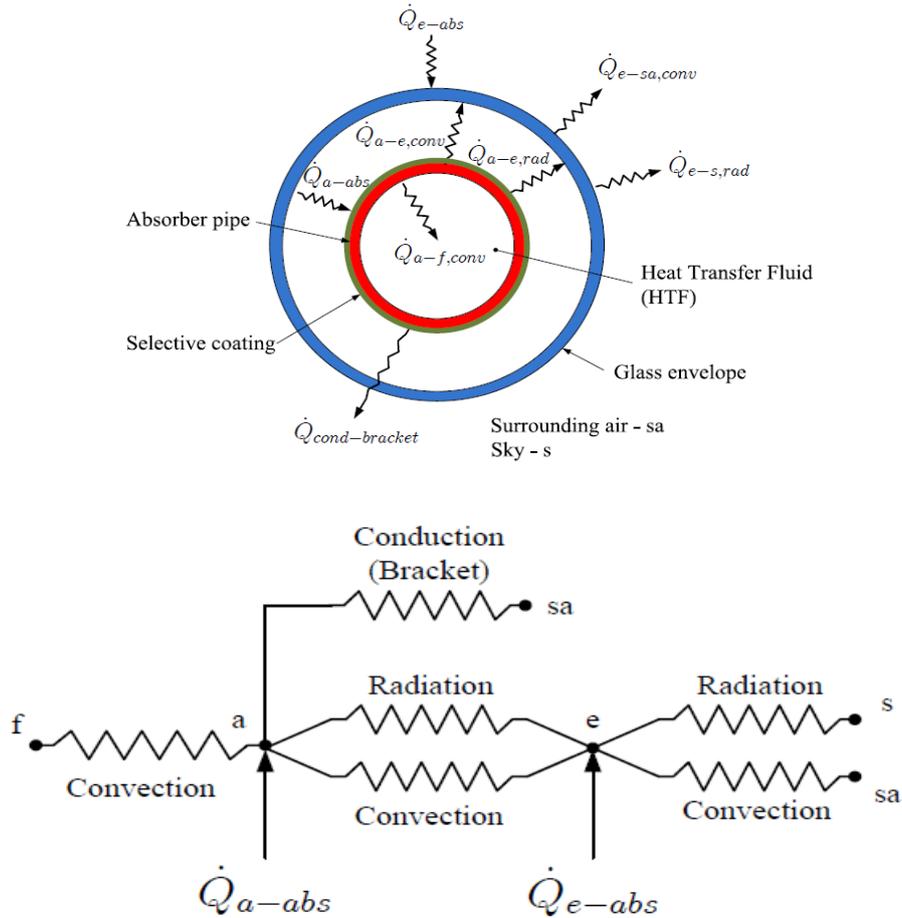


Figure 8 Représentation de toutes les pertes thermiques survenant dans un récepteur de collecteur cylindro-parabolique

L'efficacité du collecteur dépend donc de nombreux paramètres qui peuvent être regroupés en quatre catégories :

- les paramètres environnementaux, comme l'irradiation solaire, la vitesse du vent, la température extérieure, etc. ;
- la géométrie du collecteur, qui inclue la distance focale (distance entre le centre de la parabole et le centre du tube récepteur), la largeur d'ouverture de la parabole (distance entre ses deux extrémités), le diamètre des deux tubes, etc. ;
- les paramètres physiques des constituants, comme le type de miroirs utilisés, la constitution de l'espace annulaire (gaz ou vide), les coefficients d'absorptivité et d'émissivité des matériaux, etc. ;

- les paramètres opératoires, tels que le nombre de Reynolds et les paramètres de tracking.

Une forte irradiation solaire augmente les pertes mais ne diminue pas l'efficacité thermique du récepteur [45], à l'inverse de la température extérieure et de la vitesse du vent [46], qui les influencent d'autant plus lorsque l'espace annulaire n'est pas sous vide [47].

Avec la méthode dite du lancer de rayon (méthode de Monte-Carlo), il est possible de déterminer avec une très grande précision le trajet des rayons lumineux et l'intensité du rayonnement arrivant sur chaque partie du récepteur.

Il est alors envisageable d'optimiser les dimensions du collecteur : distance focale, rayon de courbure et largeur d'ouverture de la parabole [48]. Cette méthode a également permis de démontrer que le diamètre de l'enveloppe n'a pas beaucoup d'influence sur l'efficacité tandis que celui de l'absorbeur est prépondérant [48].

Les mêmes méthodes de simulation optique ont démontré qu'utiliser un miroir en film plutôt qu'un miroir en verre, non seulement diminue le coût et la complexité de l'installation, mais améliore le rendement optique du réflecteur [49].

Il est depuis longtemps admis qu'utiliser des récepteurs sous vide augmente sensiblement les performances du collecteur [50]. Les pertes entre l'absorbeur et l'enveloppe sont alors quasiment exclusivement dues au rayonnement du premier vers le second. Même si quelques études tâchent encore d'utiliser un gaz comme isolant thermique pour éviter les contraintes dues au vide [51], la plupart des équipements commercialisés utilisent donc cette technologie.

Puisque le rayonnement est la cause principale des pertes de l'absorbeur, il est nécessaire que l'émissivité de ce dernier soit minimisée, tout en conservant un coefficient d'absorption maximal. Le choix du revêtement de surface de l'absorbeur est donc prépondérant car il a une forte influence sur les pertes linéaires du récepteur (Figure 8) [52]. Un cermet (matériau composite formé à partir de céramique et de métal) comme le chrome noir est généralement choisi [44, 53].

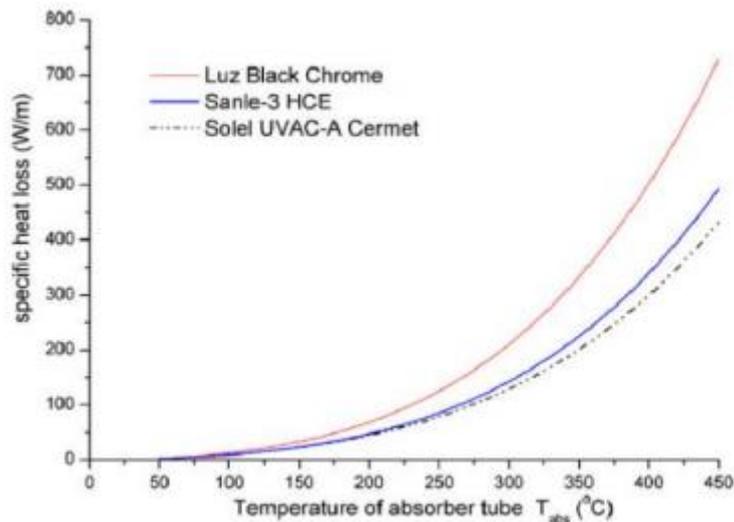


Figure 9 Influence du type de revêtement de surface de l'absorbeur sur les pertes linéaires du récepteur [52].

La minimalisation des pertes peut également s'effectuer à travers l'augmentation du coefficient de transfert entre le tube et l'huile. Par exemple, un double-passage du fluide de transfert dans le récepteur pourrait être effectué [54], ou alors augmenter la turbulence en plaçant des générateurs de vortex dans le tube [55] ou en insérant un objet hélicoïdal au centre du tube [56]. L'objectif dans ces cas précis est toujours le même : les gains escomptés ne doivent pas être contrebalancés par une trop grande augmentation des pertes de charge.

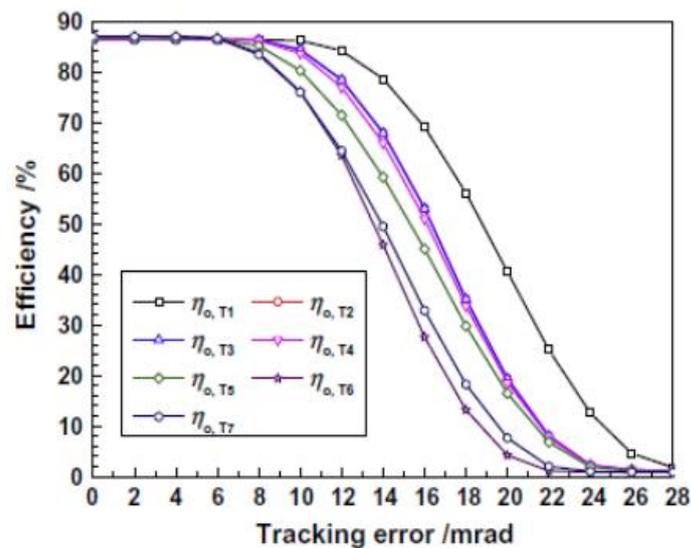


Figure 10 Influence de l'erreur de tracking sur l'efficacité optique du collecteur, pour différents équipements [48].

La qualité du système de suivi du soleil est également un paramètre variable prépondérant : il existe une valeur seuil d'erreur de tracking à partir de laquelle les performances se dégradent de façon trop importante [48]. La Figure 79 illustre ce propos : pour différents réflecteurs (T1 à T7) et un récepteur unique, l'efficacité optique de l'installation est constante jusqu'à une valeur d'erreur de tracking d'environ 6 mrad, puis chute drastiquement avec l'augmentation de cette dernière. Le tracking est donc un élément de contrôle qu'il ne convient pas de négliger.

A la fin, le collecteur présente un rendement optique, généralement aux alentours de 70-75 %, et un rendement thermique d'environ 85-95 % (dépend de la gamme de température), soit un rendement global dans une gamme allant de 55 % à 70 % [45, 47, 51, 57, 58]. Finalement, toutes ces études effectuées sont des sources d'informations très utiles pour l'opération de la centrale, mais surtout pour les choix et hypothèses simplificatrices de modélisation.

4.1.1.2 Modèle utilisé pour le collecteur

Puisque l'objectif est de développer un outil de modélisation se basant au maximum sur des lois physiques tout en minimisant le temps de calcul (pour pouvoir intégrer ce modèle à celui d'une centrale entière), il est nécessaire de faire un certain nombre de choix de simplification basés sur les connaissances actuelles fournies par les études expérimentales et numériques précédentes.

4.1.1.2.1 Hypothèses simplificatrices

Le modèle des collecteurs cylindro-paraboliques se veut être basé sur un maximum de lois physiques, avec une précision relativement importante. Mais il se doit également d'être suffisamment rapide pour être par la suite intégré au modèle global d'une centrale. Ce modèle utilise donc les hypothèses suivantes :

- l'optique du concentrateur n'est pas modélisée, car elle comprend trop de paramètres inconnus, notamment les erreurs de pente et de courbure. Les résultats expérimentaux de qualification optique sont donc utilisés en entrée du modèle du récepteur ;

- le flux solaire arrivant sur le récepteur est considéré uniforme sur toute la surface du tube absorbeur, ainsi que sur toute la surface de l'enveloppe de verre ; l'inhomogénéité du flux entre le côté face au soleil et le côté face à la parabole n'est pas prise en compte ;

- la convection moléculaire libre dans l'espace annulaire est négligée (vide considéré comme parfait) ;
- le rayonnement entre le tube absorbeur et l'enveloppe de verre est considéré comme s'effectuant entre deux tubes concentriques semi-infinis ;
- l'enveloppe de verre rayonne vers un environnement virtuel à une température de ciel supposée inférieure de 8 °C à la température ambiante [59] ;
- la vitesse du fluide de transfert ainsi que la température sont considérées uniformes sur la section du tube ;
- l'effet thermique des pertes de charge est négligé, et on ne s'intéresse pas aux variations de pression le long du tube ;
- la diffusion thermique radiale et angulaire à l'intérieur du tube absorbeur et de l'enveloppe de verre est négligée (la diffusion thermique selon l'axe du tube est prise en compte).

Seule l'équation de continuité est résolue dans le but de conserver la masse au fur et à mesure de la chauffe du fluide. Les autres considérations de mécanique des fluides ne sont pas prises en compte.

Finalement, les échanges de chaleur qui sont pris en compte sont (Figure 12) :

- la convection entre le fluide et le tube absorbeur ;
- le rayonnement entre chaque portion de tube absorbeur et la portion de l'enveloppe qui lui fait face ;
- la convection entre l'enveloppe de verre et l'environnement ;
- le rayonnement entre l'enveloppe et l'environnement ;
- la conduction thermique à travers les bras supportant les tubes.

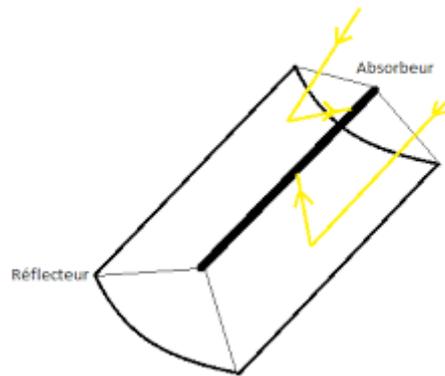


Figure 11 le collecteur en modélisation

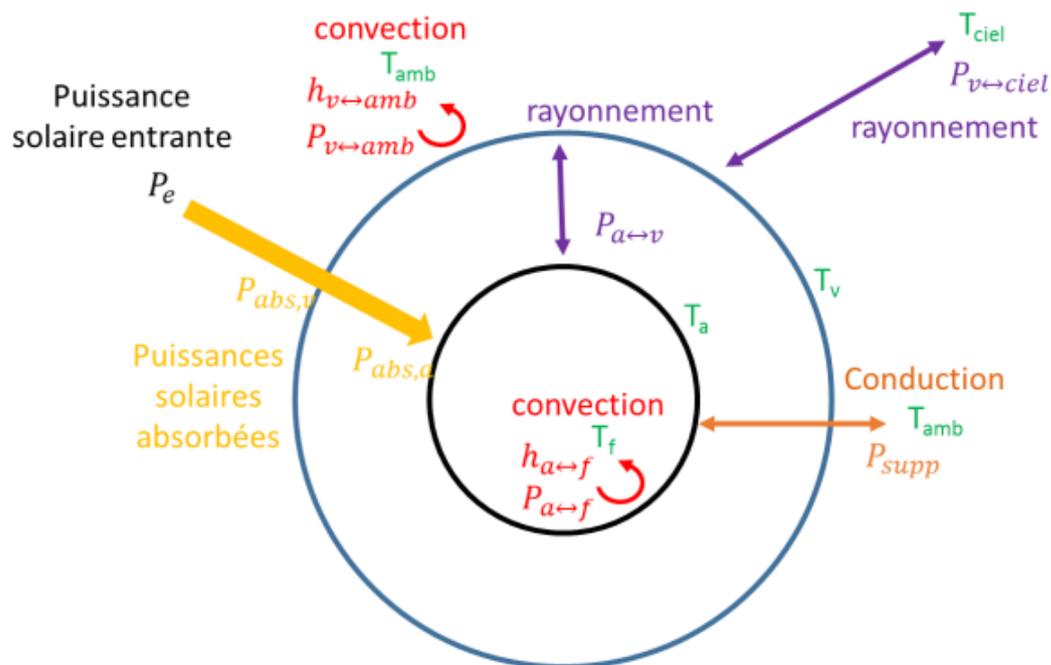


Figure 12 : Les différents échanges thermiques simulés par le modèle.

L'enveloppe et l'absorbeur reçoivent un flux solaire qui dépend du DNI, de l'efficacité optique du collecteur, et de leurs propriétés intrinsèques (absorptivité, émissivité, transmittivité). Dans cette étude, la puissance absorbée par le tube absorbeur est estimée grâce à des tests de qualification optique.

$$P_{sol} = DNI \cdot A_{coll}$$

$$P_{abs,a} = \eta_{opt} \cdot P_{sol}$$

Puisque la puissance absorbée est le résultat de différentes transformations optiques (Figure 12), il est possible d'évaluer tous les autres flux entrants (en négligeant les multiples réflexions à l'intérieur du tube de verre).

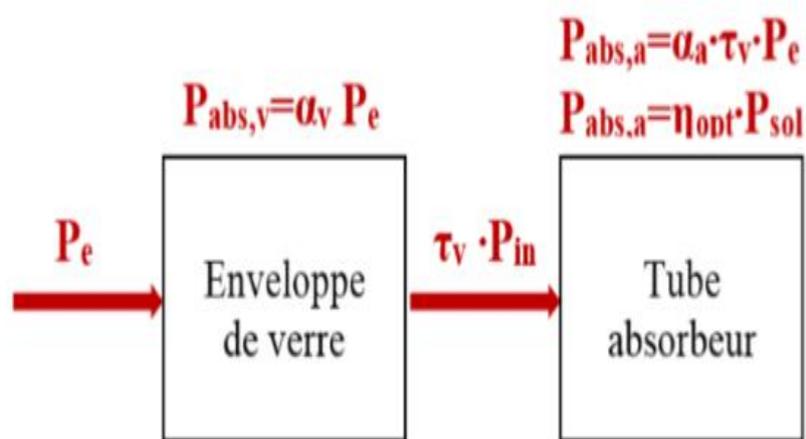


Figure 13 : Un schéma de la distribution de la puissance arrivant en entrée du récepteur P_e

On peut ainsi évaluer la puissance absorbée par l'enveloppe $P_{abs, v}$ et la puissance entrante P_e (qui correspond à la part de la puissance solaire qui a effectivement été reflétée vers le récepteur).

4.1.1.2.2 Application et équations utilisées sur un tube absorbeur cylindro-parabolique[39]

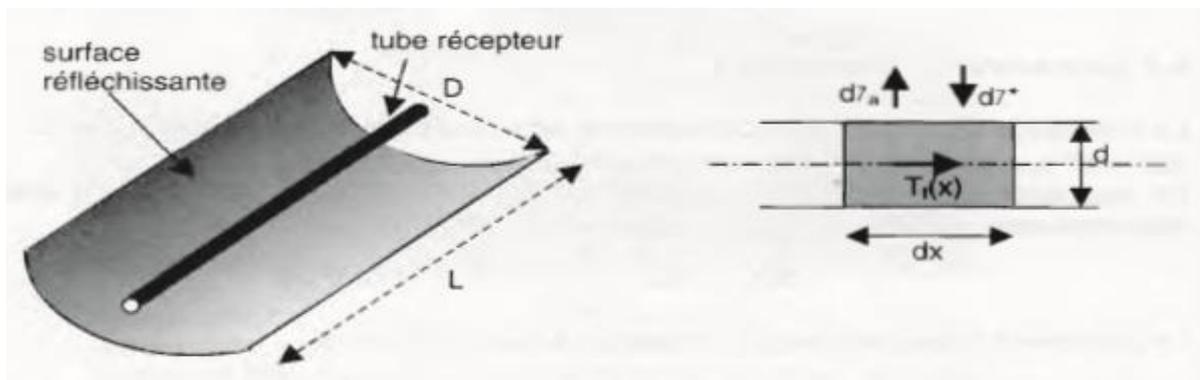
Données

Un capteur cylindro-parabolique possède une ouverture $D=3$ m et une longueur $L=20$ m. La surface réfléchissante a une réflectivité solaire $p^*=0,86$.

Le récepteur est un tube noirci ($a^*=0,94$) de diamètre $d=6$ cm. Il intercepte une fraction $y=77\%$ du flux solaire réfléchi par le miroir. Le fluide caloporteur, qui y circule, entre à

$T_e=300\text{ K}=27\text{ C}^\circ$ avec un débit $\dot{m}=500\text{ kg/h}$. Sa chaleur massique $C_p=1,26\text{ kJ/kg.K}$. Le coefficient global d'échange thermique entre le fluide et l'extérieur à $T_e=25^\circ\text{C}$ s'élève à $K=7\text{ W/m}^2.\text{K}$. Il est supposé constant. Le flux solaire tombant sur l'ouverture du concentrateur vaut $S^*=681.847\text{ W/m}^2$.

Données	Noms
a^*	Tube noirci
d	Diamètre du tube
C_p	Chaleur massique
K	Coefficient d'échange global
S^*	Flux solaire tombant
γ	Fraction solaire
P^*	Réfectivité



$$D=6\text{ m} , \rho=0.94 , \alpha=0.95 \quad \gamma =0.77$$

Alors L'expression de $d\dot{Q}_a$ devient :

$$d\dot{Q}_a = G \times 3.5 \times 0.86 \times 0.77 \times 0.94 \times dx$$

$$d\dot{Q}_a = 2.17 \times G \times dx$$

la puissance perdue $d\dot{Q}_p$ a par cet élément du fluide avec l'environnement :

$$d\dot{Q}_p = k \times (T_g - T_{amb}) \times \pi \times d \times dx$$

$$d\dot{Q}_p = 7(T_f - T_{amb}) \times \pi \times 0.06 \times dx = 1.32 \times (T_f - T_{amb}) dx$$

Avec $k = 7\text{ W/m}^2$, $d = 0.06\text{ m}$

L'équation de bilan : en régime permanent pour un élément de longueur dx de fluide s'écrit :

$$\dot{m} c_p \times dT_f(x) = d\dot{Q}_a - d\dot{Q}_p$$

$$\dot{m} c_p \times 1260 \times dT_f(x) = [2.17 \times G - 1.32 \times (T_f - T_{amb})] \times dx$$

$$dTf(x) = \frac{[2.17 \times G - 1.32 \times (Tf - Tamb)] dx}{\dot{m}cal \times 1260}$$

$$dTf(x) = \frac{[1.72 \times 10^{-3} \times G - 1.04 \times 10^{-3} \times (Tf - Tamb)] dx}{\dot{m}cal \times 1260}$$

$$\frac{dTf(x)}{\left[\frac{[1.72 \times 10^{-3} \times G - 1.04 \times 10^{-3} \times (Tf - Tamb)]}{\dot{m}cal \times 1260} \right]} = dx$$

Donc :

$$\int_{Tf_{entrée}}^{Tf_{sortie}} \frac{dTf(x)}{\left[\frac{[1.72 \times 10^{-3} \times G - 1.04 \times 10^{-3} \times (Tf - Tamb)] dx}{\dot{m}cal} \right]} = \int_{Tf_{entrée}}^{Tf_{sortie}} dx$$

$$\frac{1}{\frac{1.04 \times 10^{-3}}{\dot{m}cal}} \times \ln \left[\frac{[1.72 \times 10^{-3} \times G - 1.04 \times 10^{-3} \times (Tf - Tamb)]}{\dot{m}cal} \right] = A - X$$

$$10^{-3}$$

$$\frac{\dot{m}cal}{1.04 \times 10^{-3}} \times \ln \left[\frac{[1.72 \times 10^{-3} \times G - 1.04 \times 10^{-3} \times (Tf - Tamb)]}{\dot{m}cal} \right] = A - X$$

« A » c'est un variable qu'on détermine en fonction de la variation de la Température ambiante, la longueur (variable) et Tfe (variable) par l'équation

$$\ln \left[\frac{[1.72 \times 10^{-3} \times G - 1.04 \times 10^{-3} \times (Tf - Tamb)]}{\dot{m}cal} \right] = \frac{1.04 \times 10^{-3}}{\dot{m}cal} \times A - x$$

$$\frac{[1.72 \times 10^{-3} \times G - 1.04 \times 10^{-3} \times (Tf - Tamb)]}{\dot{m}cal} = e^{\frac{1.04 \times 10^{-3}}{\dot{m}cal} \times A - x}$$

$$\frac{1.72 \times 10^{-3} \times G}{\dot{m}cal} - \frac{1.04 \times 10^{-3} \times Tf}{\dot{m}cal} + \frac{1.04 \times 10^{-3} \times Tamb}{\dot{m}cal} = e^{\frac{1.04 \times 10^{-3}}{\dot{m}cal} \times A - x}$$

$$\frac{1.04 \times 10^{-3} \times Tf}{\dot{m}cal} = \frac{1.72 \times 10^{-3} \times G}{\dot{m}cal} + \frac{1.04 \times 10^{-3} \times Tamb}{\dot{m}cal} - e^{\frac{1.04 \times 10^{-3}}{\dot{m}cal} \times A - x}$$

Donc

$$Tf(x) = \frac{1.72 \times 10^{-3} \times G \times \dot{m}_{cal}}{\dot{m}_{cal} \times 1.04 \times 10^{-3}} + \frac{1.04 \times 10^{-3} \times G \times \dot{m}_{cal}}{\dot{m}_{cal} \times 1.04 \times 10^{-3}} - \frac{\dot{m}_{cal}}{1.04 \times 10^{-3}} \times e^{\frac{1.04 \times 10^{-3}}{\dot{m}_{cal}}} \times A - x$$

$$Tf(x) = \frac{1.72 \times 10^{-3} \times G}{1.04 \times 10^{-3}} + T_{amb} - \frac{\dot{m}_{cal}}{1.04 \times 10^{-3}} e^{\frac{1.04 \times 10^{-3}}{\dot{m}_{cal}}} \times A - x$$

D'autre part nous avons la définition de l'efficacité de l'échangeur :

$$\varepsilon_{hs} = \frac{T_{fs} - T_{fe}}{T_{fs} - T_c}$$

Si $\varepsilon_{hs} = 0,75$

Alors :

$$0.75 (T_{fs} - T_c) = T_{fs} - T_{fe}$$

Tel que T_c est la température de sortie d'évaporateur On introduisant les conditions au limites (la longueur (variable), $T_{fe} = 290C^\circ$)

$$T_{fe} = 1.72 \times 10^{-3} \times G + T_{amb} - \frac{\dot{m}_{cal}}{1.04 \times 10^{-3}} e^{\frac{1.04 \times 10^{-3}}{\dot{m}_{cal}} \times (A)}$$

$$\frac{\dot{m}_{cal}}{1.04 \times 10^{-3}} e^{\frac{1.04 \times 10^{-3}}{\dot{m}_{cal}} \times (A)} = 1.72 \times 10^{-3} \times G + T_{amb} - T_{fe}$$

$$e^{\frac{1.04 \times 10^{-3}}{\dot{m}_{cal}} \times (A)} = \frac{1.04 \times 10^{-3}}{\dot{m}_{cal}} (1.72 \times 10^{-3} \times G + T_{amb} - T_{fe})$$

$$A = (1/C2') * \ln(C1' - (C2' * (T_{fe} - T_{amb})))$$

Avec :

$$C1 = \rho \times \alpha \times \gamma \times G \times D$$

$$C2 = \pi \times d \times K$$

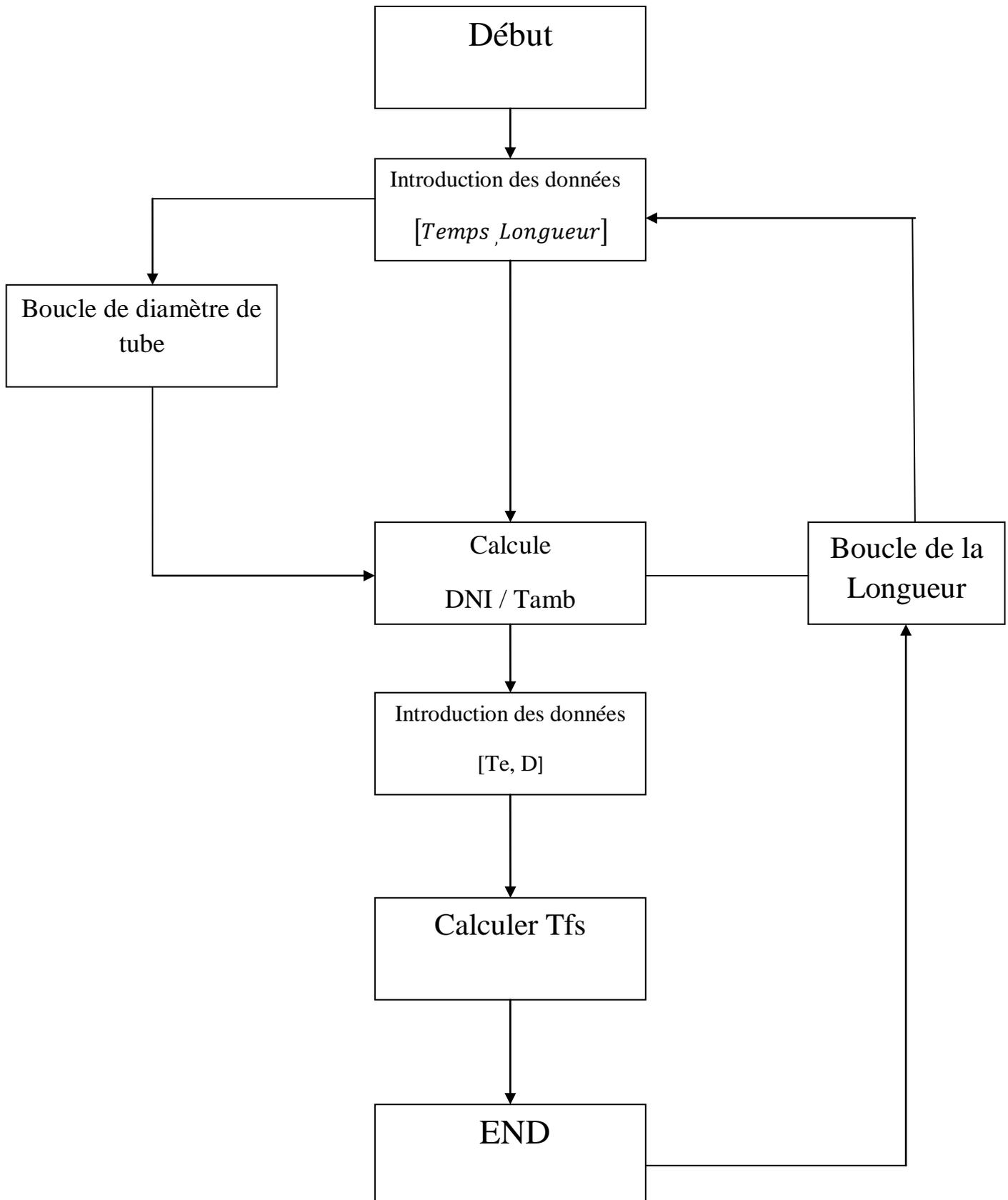
$$C1' = C1 / (m_{calop} * C_p)$$

$$C2' = C2 / (M_{calop} * C_p)$$

En déduire T_{fs} a partir de A et de la Longueur :

$$T_{fs} = T_{amb} - (((C2') * (A - L)) - C1') / (C2')$$

5 Organigramme de calcul



Conclusion

Ce chapitre montre premièrement une représentation caractérisée et fonctionnement de notre tube absorbeur.

Deuxièmement une modélisation sur un tube absorbeur cylindro-parabolique et ces transferts de chaleur (rayonnement – convection – conduction).

On conclue ce chapitre avec une application numérique qui calcule la température de sortie avec les équations de chaleur en tenant compte du gisement solaire, de la longueur et de diamètre de tube et de diamètre de capteur.

Le programme utilisé dans notre travail est le FORTRAN avec une représentation sous forme d'un organigramme de calcul.

Chapitre IV

Simulation et interprétation des résultats

1. But de la simulation

Le but de notre simulation est d'étudier la valeur de la température à la sortie du tube absorbeur cylindro-parabolique et de la varier par rapport au temps et par rapport a d'autres paramètres comme le gisement et la température ambiante

2. Données

a). Tableau des valeurs

Données de Gisement solaire de Hassi Messaoud trouvé en Météonorm.com

Mois	Gisement solaire (W/m ²)	Température ambiante (K)
Janvier	441,542	283,808
Février	516,480	287,290
Mars	651,048	291,486
Avril	784,376	296,612
Mai	878,250	302,020
Juin	913,872	306,558
Juillet	888,620	308,930
Aout	812,808	308,056
Septembre	706,446	303,432
Octobre	596,008	295,490
Novembre	511,153	285,958
Décembre	481,561	278,220

Tableau 1 le gisement solaire et la température ambiante durant 1 an.

b). Résultats

Gisement Solaire en fonction des mois (Hassi Messaoud) :

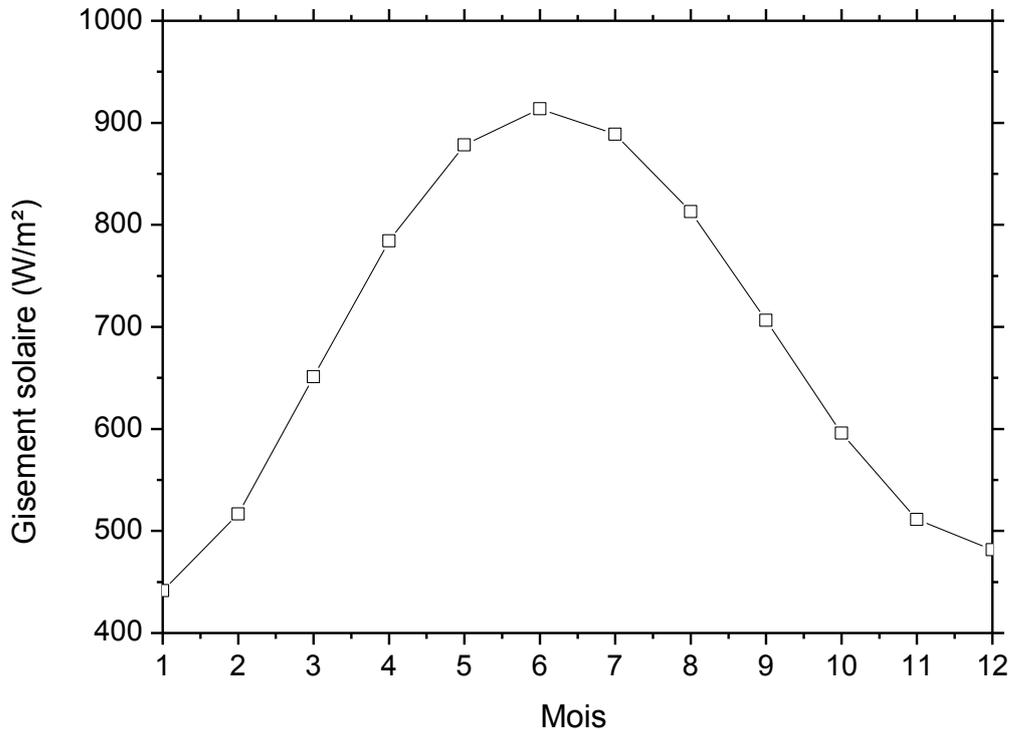


Figure 1 Gisement solaire en fonction des mois

On remarque une grande augmentation du gisement solaire pendant dans les mois (mai-juin-juillet-août), Un potentiel énorme qui parmi les premiers à l'échelle national et mondiale sans négliger les autres mois qui est d'une valeur moyenne par rapport a d'autre ville Algérienne.

On constate que le gisement dans ce lieu la peut atteindre 1000 W/m^2 , ce qui d'une valeur difficile à atteindre même en Californie ce qui donne de bons résultats sur le transfert de chaleur et l'augmentation de la température dans le tube absorbeur qui dépend de ce gisement important.

La température ambiante en fonctions des mois :

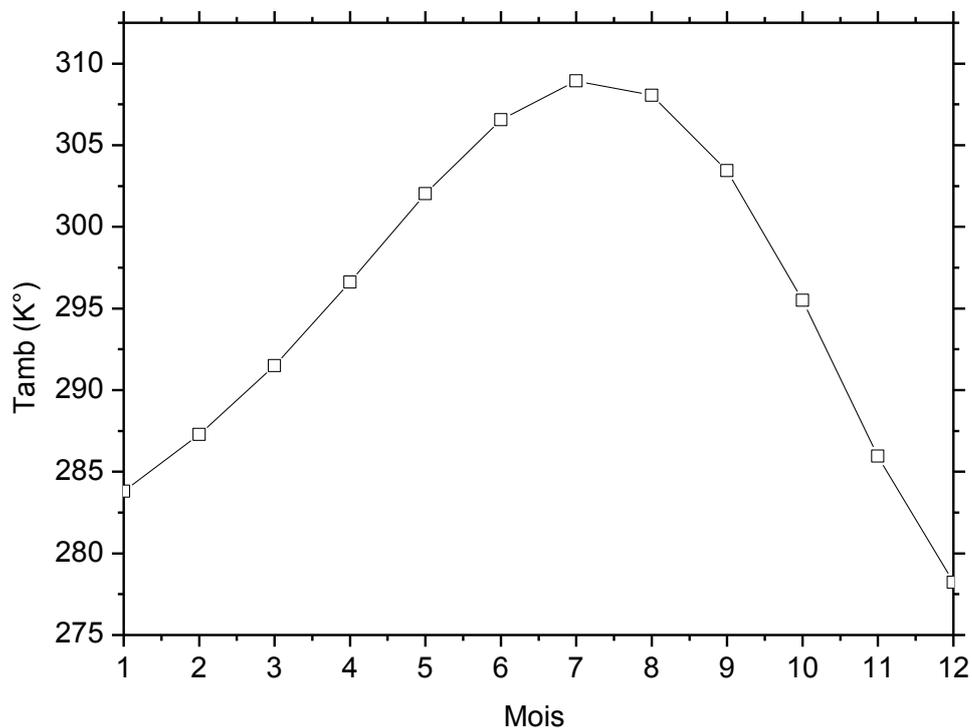


Figure 2 Température ambiante en fonction des mois

La température ambiante varie par rapport au gisement solaire quand le gisement augmente la T_{amb} augmente légèrement par rapport à la normale qui est généralement connue de 25°C ou bien $298,15\text{ K}$, on remarque dans ce graphique que la température est en dessous légèrement de la normale pendant l'hiver et en dessus pendant l'été, ce qui est totalement logique dès que le gisement augmente les températures du tube augmentent avec.

3. Résultats et Interprétation

Température de sortie pour D (ouverture du collecteur) = 3m

Mois	Température de sortie (K)						
	L=1m	L=5m	L=10m	L=15m	L=20m	L=25m	L=30m
Janvier	304.57	322.52	344.20	365.09	385.20	404.57	423.23
Février	305.39	326.57	352.16	376.80	400.54	423.39	445.40
Mars	306.85	333.77	366.30	397.62	427.78	456.83	484.81
Avril	308.31	340.94	380.37	418.35	454.92	490.13	524.05
Mai	309.35	346.06	390.41	433.13	474.27	513.89	552.04
Juin	309.76	348.09	394.41	439.01	481.96	523.33	563.16
Juillet	309.51	346.85	391.98	435.44	477.29	517.60	556.41
Aout	308.70	342.85	384.13	423.87	462.15	499.01	534.51
Septembre	307.53	337.11	372.86	407.28	440.43	472.36	503.10
Octobre	306.30	331.04	360.93	389.72	417.44	444.14	469.85
Novembre	305.32	326.24	351.52	375.86	399.30	421.87	443.61
Décembre	304.95	324.40	347.91	370.55	392.35	413.35	433.56

Tableau 2 Température de sortie durant 12 mois avec différentes longueurs pour diamètre de l'absorbeur $d=6\text{cm}$ et ouverture du collecteur $D=3\text{m}$.

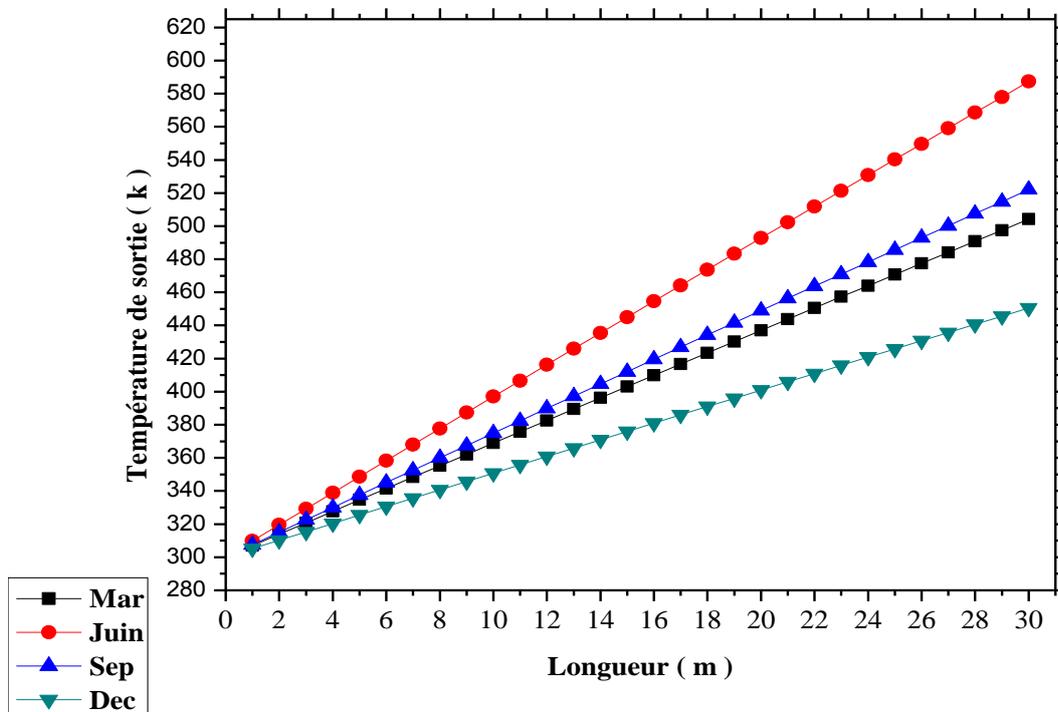


Figure 3 Température de sortie en fonction de la longueur de tube durant un an avec un tube absorbeur de diamètre : $d=6\text{ cm}$ et ouverture du collecteur $D=3\text{m}$.

Observation et interprétation :

Les résultats obtenus pour de notre température de sortie par rapport à la variation de la longueur de tube, on considérant le diamètre de tube et l'ouverture du collecteur 0.06 m et 3 m respectivement. On remarque durant tous les mois de l'année une augmentation proportionnelle entre la température de sortie et la longueur, cela indique l'importance de la longueur sur l'augmentation de la température de sortie, pour une longueur de 30 m (maximale pour notre travail) la température de sortie aura une valeur max.

Température de sortie (K)			
Mois	D=0.01 m	D=0.05 m	D=0.1 m
Janvier	392.65	386.64	379.73
Février	408.53	402.08	394.64
Mars	473.003	429.56	420.97
Avril	465.23	456.91	447.27
Mai	485.14	476.37	466.19
Juin	492.76	484.05	473.92
Juillet	487.5	479.27	469.68
Aout	471.50	463.96	455.18
Septembre	448.97	442.08	434.08
Octobre	425.50	419	411.47
Novembre	407	400.85	393.34
Décembre	400.95	394.01	386.04

Tableau 3 Température de sortie durant 12 mois avec 3 diamètres différents pour L= 20 m et ouverture du collecteur D=3m.

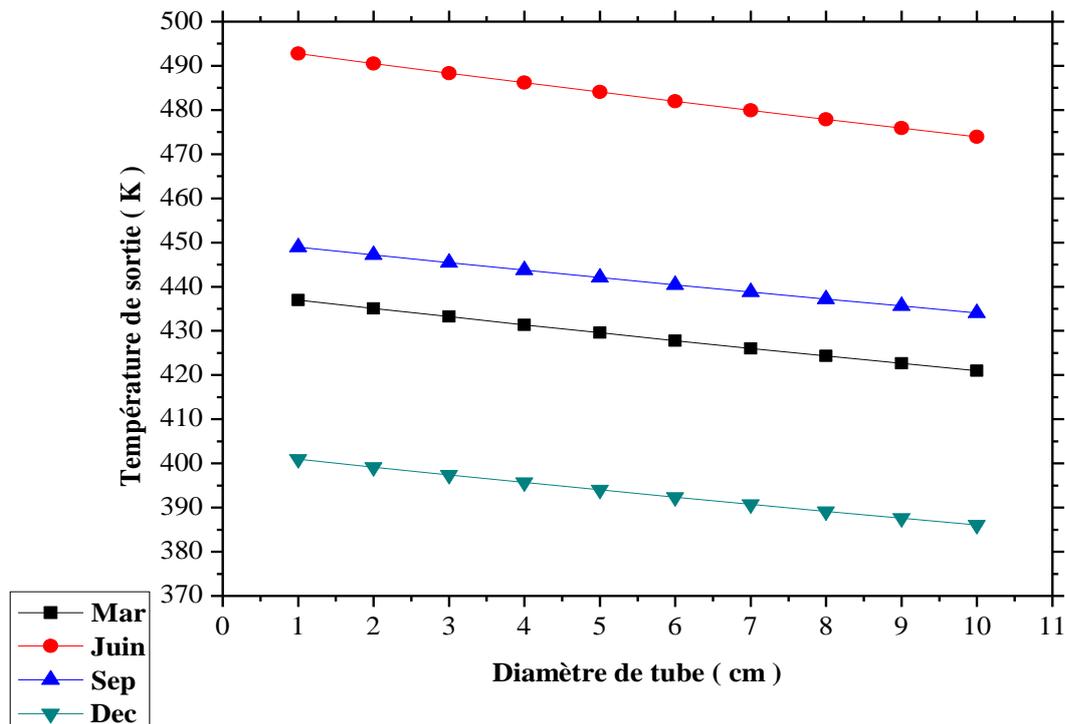


Figure 4 Température de sortie en fonction de diamètre de tube pour Une longueur $L=20\text{m}$ et ouverture du collecteur $D=3\text{m}$.

Observation et interprétation 2 :

La figure représente une variation de la température de sortie en fonction du diamètre du tube qui varie de $(0.01\text{m} \rightarrow 0.1\text{m})$ nous fixons $L=20\text{ m}$ et ouverture du collecteur $D=3\text{m}$.

Ces résultats donnent un baissment de la température de sortie durant 12 mois.

De cette analyse on peut conclure que l'augmentation du diamètre du tube entraîne une diminution de la température de sortie ainsi une faible valeur de Température de sortie pour un diamètre max ($d=0.1\text{m}$).

Analytiquement :

$$\text{Concentration solaire} = \frac{D(\text{ouverture du collecteur})}{d(\text{diamètre du tube absorbeur})}$$

La concentration solaire dépend de deux éléments essentiels, l'ouverture du collecteur D et le diamètre du tube absorbeur. L'augmentation de l'ouverture du collecteur fait augmenter la concentration ainsi la température de sortie du fluide caloporteur et l'augmentation du

diamètre du tube absorbeur diminue la concentration solaire et la température de sortie du fluide caloporteur.

Mois	Température de sortie (K)						
	L=1m	L=5m	L=10m	L=15m	L=20m	L=25m	L=30m
Janvier	307.70	337.93	374.46	409.64	443.52	476.15	507.57
Février	309.05	344.60	387.55	428.92	468.75	507.11	544.06
Mars	311.47	356.60	410.91	463.31	513.77	562.37	609.17
Avril	313.87	368.32	434.12	497.49	558.51	617.28	673.87
Mai	315.57	376.71	450.60	521.75	590.27	656.25	719.80
Juin	316.24	379.99	457.03	531.22	602.66	671.47	737.72
Juillet	315.81	377.87	452.87	525.10	594.66	661.64	726.15
Aout	314.46	371.23	439.82	505.88	569.50	630.76	689.77
Septembre	312.45	361.77	421.27	478.56	533.74	586.87	638.04
Octobre	310.52	351.84	401.77	449.85	496.16	540.75	583.69
Novembre	308.95	344.08	386.54	427.43	466.81	504.73	541.25
Décembre	308.36	341.22	380.91	419.14	455.95	491.41	525.55

Tableau 4 Température de sortie pour une ouverture du collecteur $D = 5m$ en fonction de la longueur.

Résultats :

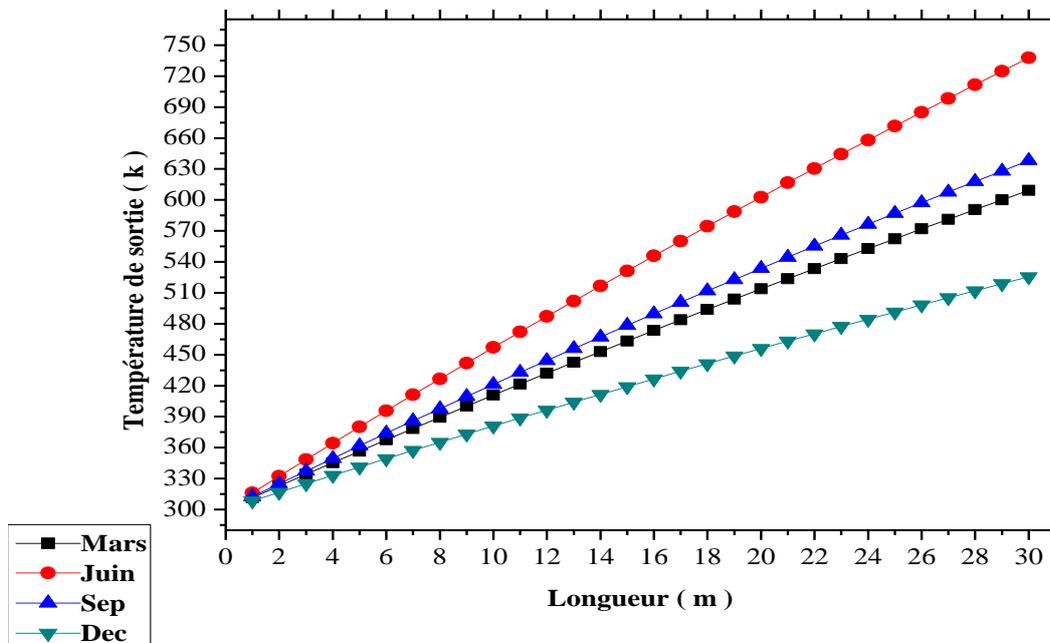


Figure 5 Température de sortie en fonction de la longueur avec une ouverture du collecteur $D=5m$ et diamètre du tube absorbeur $d=6cm$.

Observation et interprétation 3 :

Les résultats de tableau 03 et le graphe ci-dessus montrent une variation de la température de sortie en fonction de la longueur de (1m \longrightarrow 30m) pour un diamètre de tube 0.06 m et un diamètre de capteur est à 5m (c'est le diamètre le plus utilisé dans les installations cylindro-parabolique).

On remarque durant les 12 mois une augmentation intéressante de la température de sortie qui atteint une valeur très élevée et presque idéale au mois de juin pour alimenter la turbine avec un fluide caloporteur à 737 K.

Notre résultat montre l'importance de l'ouverture du collecteur et son influence sur la température de sortie.

Conclusion

Le présent travail est une contribution dans le domaine des concentrateurs solaires cylindro-parabolique. Il s'intéresse particulièrement aux problèmes de transfert de chaleur dans l'absorbeur. Parmi les résultats les plus importants, nous pouvons citer que :

- La température de sortie du fluide caloporteur dépend de la longueur du tube et du diamètre
- l'augmentation de la longueur du tube absorbeur entraîne une augmentation de la température du fluide caloporteur à la sortie du tube absorbeur.
- l'agrandissement de diamètre du tube absorbeur cylindro-parabolique entraîne une diminution de la température du fluide caloporteur à la sortie tube absorbeur.

Notre résultats de la température de sortie après cette étude est d'une valeur de 464 C° cela prouve que notre résultats est proche de température de sortie idéale qui est de 450 C°, selon les études déjà faites.

La solution idéale pour avoir une bonne concentration solaire c'est d'augmenter l'ouverture du collecteur ou de diminuer le diamètre du tube absorbeur.

Cette température de sortie obtenue de notre étude, est la valeur nécessaire et idéale pour d'alimenter la turbine.

Cette chaleur va être récupérer par la suite pour produire du froid, pour l'utiliser dans un système de refroidissement (ex : système de climatisation d'un établissement, production du froid...).

Conclusion générale

Conclusion générale

Ce travail propose une étude paramétrique du chauffage de l'huile synthétique circulant à l'intérieur du tube absorbeur d'un capteur solaire avec effet de concentration de type cylindro-parabolique.

Un programme informatique en langage Fortran est développé pour étudier la température de sortie du fluide caloporteur en variant l'ouverture du collecteur ainsi la longueur et le diamètre du tube absorbeur cylindro-parabolique.

Les dernières technologies avancées ouvrent des perspectives intéressantes pour augmenter le rendement de la production d'électricité, tels que les systèmes hybrides solaire-gaz faisant la conjonction entre la turbine à gaz à cycle combiné et le champ solaire.

L'étude réalisée donne des résultats motivants pour investir dans le domaine des centrales solaires thermiques précisément la technologie des cylindro-parabolique.

La température du fluide caloporteur à la sortie obtenus permis d'alimenter une turbine et produire d'électricité.

REFERENCES
BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] **L.Garreau**, A.Torcheboeuf. L'énergie solaire au service du futur. 2009
- [2]<http://www.buffon.cnrs.fr>
- [3]<http://www.66tv.fr>
- [4]<http://www.promes.cnrs.fr>
- [5] **Guangjie Gong, Xinyan Huang, Jun Wang, MenglongHao**, An optimized model and test of China's first high temperature parabolic trough solar receiver, South east University, China (8 août 2010).
- [6] **Y.B. Tao, Y.L. He**, Numerical study on coupled fluid flow and heat transfer process in parabolic trough solar collector tube, Laboratory of Multiphase Flow in Power Engineering, School of Energy and Power Engineering, XI'an Jiaotong University, China (14 Août 2010).
- [7] **Javier Muñoz, Alberto Abánades**, Analysis of internal helically finned tubes for parabolic trough design by CFD tools, University Polytechnic de Madrid, Spain (4 Mai 2011).
- [8] **Ricardo Vasquez Padilla, GokmenDemirkaya, D.Yogi Goswami, Elias Stefanakos, Muhammad M.Rahman**, Heat transfer analysis of parabolic trough solar receiver, University of South Florida, USA (4 Aout 2011)
- [9] **Hany Al-Ansary, O.Zeitoun**, Numerical study of conduction and convection heat losses from a half-insulated air-filled annulus of the receiver of a parabolic trough collector, Mechanical Engineering Department, King Saud University, Saudi Arabia (24 September 2011).
- [10] **Dongqiang Lei, Zhifeng Wang, Jian Li , Jianbin Li, Zhijian Wang**, Experimental study of glass to metal seals for parabolic trough receivers, Institute of Electrical Engineering, China (20 Avril 2012).
- [11] BEKKOUCHE Sidi Mohamed El Amine, « Modélisation du Comportement Thermique de Quelques Dispositifs Solaires », Université ABOU-BAKR BELKAÏD-TLEMEN (2008-2009)
- [12] 26Dictionnaire HACHETTE, édition 2013
- [13] 27 JEUNESSE Encyclopédie Nouvelle Génération, page 74
- [14]28 <http://www.futura-sciences.com>
-

- [15]29 Fariza MEZIANI « Détermination du gisement solaire par traitement d'image MSG », Mémoire de Magister, Université de Tizi-Ouzou, 2011.
- [16] 31 <http://cleyo.free.fr/satellite/reperage.php>
- [17]33 <http://fr.wikipedia.org/>
- [18]34 <http://www.energieplus-lesite.be/>
- [19] 35 Abderraouf Meziani et Mohamed Temim, Mémoire de fin d'étude, « Etude d'un capteur solaire a eau avec effet de concentrateur de type cylindro-parabolique », Université de Biskra,2005.
- [20]32 <http://eduscol.education.fr/planeto/pedago/saisons/saison3.htm>
- [21]18 Modules et systèmes photovoltaïques « Alain Ricaud, Janvier 2011 »
- [22]37 M.E.M- Brahimi, « situation des énergies renouvelables en Algérie », Conférence sur la maîtrise de l'énergie et de l'environnement dans un contexte d'économie, Mai 2001
- [23] 02 Kadraoui Hicham étude comparative et rendement énergétique des différents degrés de concentration des convertisseurs thermodynamique de l'énergie solaire. Université abou-bakr-belkaïd-tlemcen (2011).
- [24] 03 Régis Olivés L'énergie solaire, Comparaison des technologies solaires à concentration.
- [25] 21 Sylvain Quoilin, les centrales solaires à concentration. Faculté des sciences Appliquées, Université de Liège (Mai 2007)
- [26] 22Les Centrales Solaires à Concentration, Quoilin Sylvain Ingénieur Civil Electromécanicien/Energéticien Université de Liège, Mai 2007
- [27] 19 Paul De Neyer•Energie solaire thermique, Guide des Energies Renouvelables, mai 2003.
- [28] 06 Jean Jacques Bezia, Arezki bounaceur, Alain De ryck, Mouna El hafi, Un nouveau concept de centrale solaire thermodynamique base sur un récepteur a lit fluidise. Energ. Ren :13 ème journées internationales de thermique. Publié dans " JITH 2007
- [29]42 Merzeka AMEGHCHOUCHE « Simulation et prédiction des pertes thermiques d'un absorbeur pour un concentrateur cylindro-parabolique », Mémoire de magistère, Université de Batna,2004
- [30] <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/solaire-thermodynamique-concentration>
- [31] Frank Kreith and D. Yogi Goswami, « Handbook of energy efficiency and renewable energy » , London, CRC Press, 2007
- [32] K. Med El-Cherif, D.Lazhar, Mémoire de fin d'étude, « Etude des performances thermiques d'un chauffe-eau solaire », Université de Ouargla,2009.
- [33] Meziane Lila, Analyse des performances d'unités de production d'énergie-cas de turbine à gaz, soutenu le 30 octobre 2011.
-

- [34] **N.Hamani , A.Moummi , N.Moummi , A. Saadi et Z. Mokhtari**, Simulation de la température de sortie de l'eau dans un capteur solaire cylindro-parabolique dans le site de Biskra, *Revue des Energies Renouvelables* (2007)
- [35] **Hany Al-Ansary , O. Zeitoun**, Numerical study of conduction and convection heat losses from a half-insulated air-filled annulus of the receiver of a parabolic trough collector (2011)
- [36] **W.Chekirou, N.Boukheit, T.Kerbache**, Analyse thermique pour l'absorbeur d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique, 12^{ème} Journées Internationales de Thermique, Université Mentouri Constantine (2007).
- [37] **R.Forristall**, Heat transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver, National Renewable Energy Laboratory (NREL), (October 2003)
- [38] Jacques BERNARD, Génie Énergétique, Energie solaire, calculi et optimisation
- [39] http://enseignement.math.univangers.fr/documents/divers/documentation_informatique/introductionFortran.pdf
- [40] D. Guerraiche, 'Simulation et Prédiction de la Radiation Solaire Directe Absorbée par un Champ de Capteurs Cylindro-Paraboliques', Mémoire de Magister, Batna, Algérie, 2002.
- [41] R. Dickes, V. Lemort, S. Quoilin, "Semi-empirical correlation to model heat losses along solar parabolic trough collectors", 28th international conference on efficiency, cost, optimization, simulation and environmental impact of energy systems (ECOS), 2015.
- [42] H. M. Güven, R. B. Bannerot, "Determination of error tolerances for the optical design of parabolic troughs for developing countries", *Solar Energy*, vol. 36, no. 6, pp. 535-550, 1986.
- [43] R. V. Padilla, G. Demirkaya, D. Y. Goswami, E. Stefanakos, M. M. Rahman, "Heat transfer analysis of parabolic trough solar receiver", *Applied Energy*, vol. 88, pp. 5097-5110, 2011.
- [44] Z.D. Cheng, Y.L. He, J. Xiao, Y. B. Tao, R. J. Xu, "Three-dimensional numerical study of heat transfer characteristics in the receiver tube of parabolic trough solar collector", *International Communications in Heat and Mass Transfer*, vol. 37, pp. 782-787, 2010.
- [45] A. Thomas, S. A. Thomas, "Design data for the computation of thermal loss in the receiver of a parabolic trough concentrator", *Energy Conversion and Management*, vol. 35, no. 7, pp. 555-568, 1994.
- [46] I. H. Yılmaz, M. S. Söylemez, "Thermo-mathematical modeling of parabolic trough collector", *Energy Conversion and Management*, vol. 88, pp. 768-784, 2014.
- [47] Z. D. Cheng, Y. L. He, F. Q. Cui, B.C. Du, Z. J. Zheng, Y. Xu, "Comparative and sensitive analysis for parabolic trough solar collectors with a detailed Monte Carlo ray-tracing optical model", *Applied Energy*, vol. 115, pp. 559-572, 2014.
-

- [48] Q. Xu, L. Li, H. Li, W. Huang, Y. Li, “Performance comparison of solar parabolic trough system with glass and film reflector”, *Energy Conversion and Management*, vol. 85, pp. 581-590, 2014.
- [49] M. W. Edenburn, “Performance analysis of a cylindrical parabolic focusing collector and comparison with experimental results”, *Solar Energy*, vol. 18, pp. 437-444, 1976.
- [50] Z. D. Cheng, Y. L. He, F. Q. Cui, R. J. Xu, Y. B. Tao, “Numerical simulation of a parabolic trough solar collector with nonuniform solar flux conditions by coupling FVM and MCRT method”, *Solar Energy*, vol. 86, pp. 1770-1784, 2012.
- [51] G. Gong, X. Huang, J. Wang, M. Hao, “An optimized model and test of the China’s first high temperature parabolic trough solar receiver”, *Solar Energy*, vol. 84, pp. 2230-2245, 2010.
- [52] A. A. Hachicha, I. Rodríguez, R. Capdevila, A. Oliva, “Heat transfer analysis and numerical simulation of a parabolic trough solar collector”, *Applied Energy*, vol. 111, pp. 581-592, 2013.
- [53] O. García-Valladares, N. Velázquez, “Numerical simulation of parabolic trough solar collector: Improvement using counter flow concentric circulator heat exchangers”, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 52, pp. 597-609, 2009.
- [54] Z. D. Cheng, Y. L. He, F. Q. Cui, “Numerical study of heat transfer enhancement by unilateral longitudinal vortex generators inside parabolic trough solar receivers”, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 55, pp. 5631-5641, 2012.
- [55] X. Song, G. Dong, F. Gao, X. Diao, L. Zheng, F. Zhou, “A numerical study of parabolic trough receiver with nonuniform heat flux and helical screw-tape inserts”, *Energy*, vol. 77, pp. 771-782, 2014.
- [56] D. K. Dudley, V. E., G. J. Kolb, M. Sloan, “Test results : SEGS LS-2 solar collector”, S.N.L. Test Results, 1994.
- [57] J. J. Serrano-Aguilera, L. Valenzuela, and L. Parras, “Thermal 3D model for Direct Solar Steam Generation under superheated conditions,” *Applied Energy*, vol. 132, pp. 370–382, 2014.
- [58] R. Forristall, “Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver”, NREL/TP-550-34169, 2003.
-