



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



**Université Amar Thelidji- Laghouat**

**FACULTE de TECHNOLOGIE  
DEPARTEMENT de GENIE MECANIQUE**

**PROJET DE FIN DE CYCLE DE MASTER**

Présenté par : **MECHRAUOI SEDDIK  
BAKHAT LARBI**

**DOMAINE : SCIENCES et TECHNOLOGIES.**

**FILIERE : GENIE MECANIQUE**

**OPTION : Energies Renouvelable**

**Thème**

**Etude de comparaison des performances d'un concentrateur  
solaire avec l'utilisation de deux fluides caloporteurs**

**Jury de soutenance :**

<b>Nom et Prénom</b>	<b>Grade</b>	<b>Qualité</b>
Pr. M.Aouissi	Pr	Président
Dr. B.Garnout	Pr	Examineur
Dr.H.REGUE	MCB	Encadreur

**Annee Universities: 2022/2023**

# Remerciements

Avant tout, Nous remercions le bon dieu, le tout puissant de nous avoir donné la force Nécessaire pour mener à terme ce travail.

Ensuite, on voudrait exprimer notre reconnaissance à notre promoteur H.Regue pour son encadrement efficace, son soutien et sa disponibilité. Qu'elle trouve ici l'expression de notre profonde gratitude.

Nous remercions vivement les membres de la famille qui nous ont toujours encouragé et soutenu.

# *Dédicace*

*Je dédie ce travail*

*À ma mère et à mon père qui signifient tout pour moi, ils n'ont négligé aucun effort pour que je réussisse mes études,*

*À mes sœurs et frères,*

*À tous mes amis de l'école et de l'université.*

*À tous mes professeurs de l'école primaire à l'université*

Mechraoui seddik

# *Dédicace*

*Je dédie ce travail*

*A mon cher père qui n'a jamais négliger aucun effort*

*pour que je réussisse mes études,*

*A ma chère maman ; qui représente tout pour moi,*

*A mes sœurs et A mes frères,*

*A tous mes amis du parcours scolaire et universitaire.*

*A tous mes enseignants de l'école primaire jusqu'à l'université*

*bakhat larbi*

## Résumé :

Ce mémoire est consacré au développement d'une simulation numérique de l'écoulement des fluides et du transfert de chaleur conjugué dans un système solaire thermique à capteurs cylindro-paraboliques (CCP). L'objectif principal est de comparer les performances d'un concentrateur solaire avec l'utilisation de deux fluides caloporteurs en une journée. Le logiciel PVSYST est utilisé pour fournir les valeurs numériques temporaires du flux de chaleur solaire dans la ville de Laghouat (ALGÉRIE) durant la journée du 21 juin 2022. Le code SolTrace, basé sur la méthode de Monte Carlo pour le traçage des rayons, est utilisé pour déterminer la distribution du flux de chaleur sur le tube absorbeur. Les équations de transfert de chaleur conjuguée et l'écoulement de fluide dans le tube absorbeur sont résolus à l'aide du logiciel ANSYS-CFX. Une comparaison entre deux cas avec deux fluides caloporteurs, l'eau et l'huile (Therminol VP-1), sont analysée. Les résultats obtenus pour le premier fluide caloporteur (eau) montrent que la température maximale à la sortie du tube absorbeur est de 57°C et l'efficacité du système est d'environ 30% pour un débit de 0.002kg/s. Pour le deuxième fluide caloporteur (Therminol VP-1), la température maximale obtenue est de 71 °C et l'efficacité du système est d'environ 15% pour le même débit. Les résultats obtenus ont permis de mettre en évidence l'effet de divers paramètres sur les performances du concentrateur, notamment l'irradiation solaire, le débit, le matériau de l'absorbeur, les saisons et la nature du fluide caloporteur. L'étude de l'effet des paramètres a permis d'aboutir aux résultats suivants : la température du fluide à la sortie du tube absorbeur est proportionnelle à l'ensoleillement direct et inversement proportionnel au débit du fluide dans le tube. En termes d'efficacité thermique, Pour des applications à moyennes températures, l'eau est plus convenable dans l'utilisation comme fluide caloporteur et l'huile convient mieux pour des applications à hautes températures.

**Mots clés :** Transfert de chaleur conjugué, tube récepteur, énergie solaire thermique, collecteur solaire à cylindro -parabolique, fluide caloporteur.

## ملخص :

هذه الأطروحة مكرسة لتطوير محاكاة عددية لتدفق السوائل ونقل الحرارة المشترك في نظام حراري شمسي مع مجمعات حوض مكافئ (CCP) الهدف الرئيسي هو مقارنة أداء المكثف الشمسي باستخدام سائلين لنقل الحرارة في يوم واحد. يستخدم برنامج PVSYST لتوفير قيم عددية مؤقتة لتدفق الحرارة الشمسية في مدينة الأغواط (الجزائر) خلال يوم 21 يونيو 2022. يتم استخدام برنامج SolTrace ، استنادا إلى طريقة مونت كارلو لتتبع الأشعة ، لتحديد توزيع تدفق الحرارة على أنبوب الامتصاص. يتم حل معادلات نقل الحرارة المترافقة وتدفق السوائل في أنبوب الامتصاص باستخدام برنامج ANSYS-CFX. يتم تحليل مقارنة بين حالتين مع اثنتين من سوائل نقل الحرارة ، الماء والزيت (Therminol VP-1). تظهر النتائج التي تم الحصول عليها لأول سائل نقل الحرارة (الماء) أن درجة الحرارة القصوى عند مخرج أنبوب الامتصاص هي 57 °C ، وكفاءة النظام حوالي 30٪ لمعدل تدفق 0.002 كجم / ثانية. بالنسبة لسائل نقل الحرارة الثاني (Therminol VP-1)، فإن درجة الحرارة القصوى التي تم الحصول عليها هي 71 درجة مئوية ، وكفاءة النظام حوالي 15٪ لنفس معدل التدفق. أظهرت النتائج تأثير المعلمات المختلفة على أداء المكثف، بما في ذلك الإشعاع الشمسي، ومعدل التدفق ، والمواد الممتصة ، والموسم ونوع سائل نقل الحرارة. أدت دراسة تأثير المعلمات إلى النتائج التالية: درجة حرارة السائل عند مخرج أنبوب الامتصاص تتناسب مع الإشعاع الشمسي المباشر وتتناسب عكسيا مع معدل تدفق السائل في الأنبوب. من حيث الكفاءة الحرارية، بالنسبة للتطبيقات ذات درجات الحرارة المتوسطة، يكون الماء أكثر ملاءمة كسائل لنقل الحرارة، بينما يكون الزيت أكثر ملاءمة لتطبيقات درجات الحرارة العالية.

## الكلمات المفتاحية:

نقل الحرارة المترافق، أنبوب الاستقبال، الطاقة الحرارية الشمسية، المجمع الشمسي لحوض القطع المكافئ، سائل نقل الحرارة.

## **Abstract:**

---

This thesis is devoted to the development of a numerical simulation of fluid flow and combined heat transfer in a solar thermal system with parabolic trough collectors (PTC). The main objective is to compare the performance of a solar concentrator with the use of two heat transfer fluids in one day. The PVSYST software is used to provide temporary numerical values of solar heat flux in the city of Laghouat (ALGERIA) during the day of June 21, 2022. The SolTrace code, based on the Monte Carlo method of ray tracing, is used to determine the heat flux distribution on the absorber tube. The conjugate heat transfer equations and the fluid flow in the absorber tube are solved using ANSYS-CFX software. A comparison between two cases with two heat transfer fluids, water and oil (Therminol VP-1), is analyzed. The results obtained for the first heat transfer fluid (water) show that the maximum temperature at the absorber tube outlet is 57°C, and the system efficiency is around 30% for a flow rate of 0.002kg/s. For the second heat transfer fluid (Therminol VP-1), the maximum temperature obtained is 71°C, and the system efficiency is around 15% for the same flow rate. The results show the effect of various parameters on concentrator performance, including solar irradiation, flow rate, absorber material, season and type of heat transfer fluid. The study of the effect of the parameters led to the following results: the temperature of the fluid at the outlet of the absorber tube is proportional to direct solar irradiation and inversely proportional to the flow rate of the fluid in the tube. In terms of thermal efficiency, For medium-temperature applications, water is more suitable as a heat transfer fluid, while oil is more suitable for high-temperature applications.

## **Key words:**

Conjugated heat transfer, receiver tube, solar thermal energy, parabolic trough solar collector, heat transfer fluid.

# TABLE DES MATIERES

Remerciements .....	2
Résumé : .....	8
<i>TABLE DES MATIERES</i> .....	10
<i>LISTE DES FIGURES</i> .....	12
<i>LISTE DES TABLEAUX</i> .....	14
NOMENCLATURE .....	15
Introduction générale .....	17
Chapitre I : .....	20
Recherche bibliographique sur les concentrateurs cylindre-parabolique .....	20
I.1 Introduction : .....	18
I.2 Les types de concentrateurs solaires : .....	19
I.2.1 Les centrales solaires à tour : .....	19
I.2.2 Les centrales solaires à collecteurs paraboliques :.....	20
I.2.3 Les centrales solaires à miroir de Fresnel : .....	21
I.2.4 Les centrales à collecteurs cylindre-paraboliques : .....	22
I.3 Structure générale de système de concentration cylindre-parabolique :.....	23
I.4 Caractéristiques d'un concentrateur cylindre parabolique :.....	25
I.4.1 Le réflecteur :.....	25
I.4.2 Le tube collecteur (l'absorbeur):.....	26
I.4.3 Le fluide caloporteur : .....	26
I.5 L'Histoire des Capteurs Cylindra-Paraboliques : .....	27
I.6 Etude Bibliographique : .....	30
I.7 Conclusion :.....	35
Chapitre II : Etude optique et thermique .....	36
II.1 Introduction : .....	37
II.2 Rayonnement solaire en Algérie : .....	37
II.2.1 Rayonnement solaire avec le logiciel PVSYST : .....	38
II.3 Géométrie du collecteur :.....	40
II.3.1 La surface du miroir et la surface d'ouverture :.....	40
II.3.2 La concentration :.....	41
II.3.3 Les paramètres géométriques : [16].....	42
II.4 Modèle optique :.....	46
II.5 Efficacité optique : .....	48
II.6 Le Bilan thermique du tube absorbeur : .....	48
II.7 Conclusion.....	50
Chapitre III : Modélisation et résolution numérique .....	51

<b>III.1 Introduction :</b>	<b>52</b>
<b>III.2 Collecteur à cylindre parabolique contrôlé avec réflecteur secondaire</b>	<b>52</b>
<b>III.2.1 Matériels et méthodes :</b>	<b>52</b>
<b>III.3 Représentation schématique :</b>	<b>53</b>
<b>III.4 Etude Optique :</b>	<b>54</b>
<b>III.4.1 Présentation de Logiciel SolTrace :</b>	<b>54</b>
<b>III.4.2 La méthode de Monte Carlo (MMC) :</b>	<b>56</b>
<b>III.4.3 Tracé laser :</b>	<b>57</b>
<b>III.5 Méthode des volumes finis :</b>	<b>58</b>
<b>III.6 ANSYS ICEM CFD:</b>	<b>58</b>
<b>III.6.1 Création de la géométrie :</b>	<b>59</b>
<b>III.6.2 Création du maillage :</b>	<b>59</b>
<b>III.7 Conditions aux limites :</b>	<b>61</b>
<b>III.8 Les équations gouvernantes :</b>	<b>62</b>
<b>III.9 Présentation du logiciel CFX :</b>	<b>64</b>
<b>III.9.1 Préparation du solveur - CFX pre :</b>	<b>65</b>
<b>III.9.2 CFX- Solver :</b>	<b>66</b>
<b>III.9.3 CFX-Post :</b>	<b>67</b>
<b>III.10 Conclusion :</b>	<b>68</b>
<b>Chapitre IV : Résultats et discussion</b>	<b>69</b>
<b>IV.1 Introduction :</b>	<b>70</b>
<b>IV.2 Modélisation optique de différentes géométries de réflecteur secondaire :</b>	<b>71</b>
<b>IV.3 Présentation et interprétation des résultats :</b>	<b>72</b>
<b>IV.3.1 Température du tube :</b>	<b>72</b>
<b>IV.4 Résultats de la simulation du modèle sur SolTrace:</b>	<b>77</b>
<b>IV.5 Présentation et interprétation des résultats ANSYS:</b>	<b>79</b>
<b>IV.5.1 Étude Comparative de la performance d'un CCP avec deux fluides caloporteurs (eau et l'huile) :</b>	<b>79</b>
<b>IV.5.1.1 Cas de l'eau comme un fluide caloporteur :</b>	<b>79</b>
<b>IV.5.1.2 Cas du l'huile (Therminol VP-1) comme un fluide caloporteur :</b>	<b>82</b>
<b>IV.5.2 Effet du débit du fluide caloporteur :</b>	<b>83</b>
<b>IV.5.3 Effet de la nature du fluide caloporteur</b>	<b>85</b>
<b>IV.6 Conclusion :</b>	<b>87</b>

# LISTE DES FIGURES

## Chapitre I :

### Recherche bibliographique sur les concentrateurs cylindre-parabolique

Figure I. 1 Principales technologies de concentration solaire [10].....	19
Figure I. 2 Les centrales à tour [11].....	20
Figure I. 3: Les centrales à capteurs paraboliques [12].....	21
Figure I. 4 Les centrales solaires à miroir de Fresnel [13].....	22
Figure I. 5 : Les centrales à collecteurs cylindre-paraboliques [13].....	22
Figure I. 6 schéma typique d'une installation de type DSG [13].....	24
Figure I. 7 : schéma typique avec d'une installation de type SPEG [13].....	25
Figure I. 8 :Le tube réception d'un concentrateur cylindre –parabolique [14] .....	26
Figure I. 9 Champs solaire pour le pompage de l'eau d'irrigation en Méadi (Egypte) [6].....	28
Figure I. 10 : Vu de devant et de derrière du collecteur LS-3 [5].....	29
Figure I. 11 : Distribution de la température sur surface extérieure de l'absorbeur entier[5] .	31
Figure I. 12 :Profils de température le long de la circonférence interne à la section de sortie les .....	31
Figure I. 13 :Distribution de la densité de flux vs l'angle circonférentiel (a) pour différents taux .....	32
Figure I. 14 :Distribution de la température de PTR pour Y constante. (a)Tube absorbeur, (b) .....	33
Figure I. 15 :Schéma du nouveau type de Cylindro-parabolique avec un HR. [10].....	34
Figure I. 16 : Schéma du model numérique du collecteur du CCP de type LS-2[10] .....	35

## Chapitre II : Etude optique et thermique

Figure II. 1: Carte de l'Algérie [12].....	38
Figure II. 2:Etapes du fichier de données météorologiques dans PVsyst[13]. <b>Error! Bookmark not defined.</b>	
Figure II. 3:Surface d'ouverture du collecteur et Surface d'ouverture du récepteur[14].....	41
Figure II. 4 : les paramètres géométriques d'un cylindro parabolique [16].....	42
Figure II. 5 :Chemin des rayons parallèles dans un miroir parabolique[16]. <b>Error! Bookmark not defined.</b>	
Figure II. 6 :Relation entre l'angle d'ouverture et la valeur a/f.[16]..... <b>Error! Bookmark not defined.</b>	
Figure II. 7 :Relation entre la focale et l'angle d'ouverture pour une ouverture constante[16].. .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>

## Chapitre III : Modélisation et résolution numérique

Figure III. 1: Module CCP avec réflecteur secondaire .....	52
Figure III. 2: Schéma d'un tube absorbeur.....	53
Figure III. 3 : Schéma d'un CCP avec réflecteur secondaire .....	53
Figure III. 4 : Interface de Soltrace.....	55
Figure III. 5 : Distribution moyenne du flux thermique au niveau de l'absorbeur avec IND=1000 [W/m2] en 3D .....	56

Figure III. 6 Rayons incidents sur l'absorbeur sur l'absorbeur pour avec réflecteur secondaire .	57
.....	
Figure III. 7 : Géométrie réalisés par le logiciel ICEM CFD .....	59
Figure III. 8 : maillages réalisés par le logiciel ICEM CFD .....	60
Figure III. 9 : la stratégie des blocks .....	60
Figure III. 10 : Illustration des conditions aux limites appliquées sur le tube absorbeur avec de l'eau comme fluide caloporteur.....	64
Figure III. 11 : Géométrie et maillages réalisés par le logiciel ICEM CFD .....	64
Figure III. 12 : Les modules principaux du CFX [26] .....	65
Figure III. 13 : Interface graphique du module CFX-Pre.....	66
Figure III. 14 : Interface graphique du module CFX-Solver.....	66
Figure III. 15 : Interface graphique du module CFX Post. ....	67

## **Chapitre IV : Résultats et discussion**

Figure IV . 1 Organigramme des étapes principales de la simulation .....	70
Figure IV 2 :Schéma de concentrateur cylindro-parabolique avec réflecteur secondaire (parabolique) sur SolTrace .....	71
Figure IV. 3 : Distribution de flux de chaleur par rayonnement solaire concentré sur la surface extérieur du tube absorbeur .....	73
Figure IV . 4 : le flux solaire expérimental en fonction du temps pour la journée 05/03/2018 ..	75
Figure IV. 5 : Température de sortie du fluide en fonction du temps.....	75
Figure IV. 6 : Variation de l'Efficacité thermique instantané en fonction du temps (Comparaison entre les données expérimentales et les résultats de simulation) .....	76
Figure IV .7 : le rayonnement solaire en fonction du temps (21 juin 2021) .....	77
Figure IV .8 : Traçage des rayons dans le CCP avec réflecteur secondaire en Soltrace.....	78
Figure IV. 9 :(a) Répartition du flux de chaleur sur la surface extérieur et (b) la carte tridimensionnelle des répartitions de flux de chaleur du cas CCP avec réflecteur secondaire de SolTrace .....	78
Figure IV. 10 : Distribution de flux de chaleur par rayonnement solaire concentré sur la surface extérieur du tube absorbeur .....	79
Figure IV. 11: Température de sortie du fluide (eau) .....	80
Figure IV. 12 : Variation de l'énergie collectée par rapport au temps. ....	81
Figure IV. 13 : Variation de l'efficacité thermique instantanée en fonction du temps avec l'utilisation du l'eau comme fluide colporteur .....	81
Figure IV. 14 : Variation de la température du fluide de la sortie (huile) en fonction du temps	82
Figure IV. 15 : Variation de l'énergie thermique utile par rapport au temps. ....	83
Figure IV. 16 : Variation du Efficacité thermique instantané en fonction du temp .....	83
Figure IV 17 : (a) Evolution temporelle de la température du fluide a la sortie du tube et (b) le rendement thermique pour différents débits avec l'utilisation de l'eau comme fluide caloporteur .....	84
Figure IV 18 : (a) Evolution temporelle de la température du fluide a la sortie du tube et (b) Evolution temporelle du rendement thermique pour différents débits avec l'utilisation de l'huile (Therminol VP1) comme fluide caloporteur .....	85
Figure IV 19:(a)variation de la température du fluide (l'eau et l'huile )a la sortie du tube en fonction du temps et (b) Evolution temporelle du rendement thermique pour les deux fluides caloporteur.....	86

## ***LISTE DES TABLEAUX***

Tableau II. 1 L'ensoleillement reçu annuellement en Algérie[12] .....	38
Tableau II. 2 : Situation géographique de Laghouat (ALGERIE).....	39
Tableau II. 3: Données météo horaires des valeurs de densité de flux solaire pour une journée 21juin 2022 .....	40
Tableau III 1 : Les paramètres géométriques du collecteur. ....	54
Tableau III 2 Les propriétés physiques de l'huile (Therminol VP1).....	63
Tableau IV 1 : les valeurs obtenues sur SolTrace.....	72
Tableau IV 2 : données expérimentales pour CCP avec réflecteur secondaire parabolique [27]. .....	74
Tableau IV 3 : Données météo horaires des valeurs de densité de flux solaire pour la ville de Laghouat.....	76
Tableau IV 4 : les valeurs obtenues par le logiciel SolTrace .....	79

## NOMENCLATURE

Symbole	signification	Unité
$A$	Largueur d'ouverture	$M$
$A$	Surface d'un cylindre parabolique	$m^2$
$Aa$	Surface d'ouverture du miroir	$m^2$
$Ar$	Surface du récepteur	$m^2$
$C$	Rapport de concentration	
$c_G$	Concentration idéal	
$D$	Diamètre de récepteur	$m$
$F$	Distance focale	$m$
$G_{im}$	Densité de flux radiant à la ligne focale	$W\ m^{-2}$
$G_a$	Éclairement direct à l'ouverture du collecteur	$W\ m^{-2}$
$H$	Coefficient de transfert de chaleur par convection	$W\ m^{-2}K^{-1}$
$I$	Eclairement solaire direct	$W\ m^{-2}$
$L$	Longueur	$m$
$Q_1$	Puissance gagnée par le fluide	$W$
$Q_2$	Puissance absorbée par l'absorbeur	$W$
$Q_{absorbée}$	Quantité d'énergie solaire absorbée	$W / m$
$Q_{intérieur}$	Quantité d'énergie qui indique le transfert thermique par convection et par rayonnement entre le tube absorbeur l'enveloppe du verre	$W / m^2$
$Q_{extérieur}$	Quantité d'énergie qui indique le transfert thermique entre L'enveloppe du verre et l'environnement	$W / m^2$
$T$	Température	$K$
$V$	vitesse d'écoulement	$m / s^{-1}$
$X$	Cordonnes cartésiennes	
$Y$	Cordonnées cartésiennes	

## Caractères grecs

$\Psi$	Angle d'ouverture	
$\rho$	Masse Volumique	$Kg .m^{-3}$
$\Gamma$	Facteur optique du collecteur (Interception)	
$T$	Facteur de transmission du miroir	
$\rho$	Facteur de réflexion du miroir de concentrateur	
$\lambda$	Conductivité thermique	$W m^{-1}K^{-1}$
$\mu$	Viscosité dynamique	$Pa .S$
$\delta$	Constant de Stefan-Boltzmann	$W m^{-2}K^{-4}$
$\epsilon$	Emissivité	

## Abréviation

CCP	Concentrateur Cylindro Parabolique
PTR	Parabolic Through Receiver Ré-
HR	flecteur à Homogénéisation Monte
MCRT	Carlo Ray Tracing Concentrating
CSP	Solar Power Plant
PSA	Plataforma Solar de Almería-Espagne
CAO	Conception Assistée par Ordinateur
SEGS	Solar Electric Generating System

---

# **Introduction générale**

---

La consommation énergétique a augmenté ces dernières années avec la croissance rapide dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel. Pour le moment, la demande énergétique en Algérie est assurée par les grands gisements de pétrole et surtout de gaz [1]. L'Algérie avec sa situation géographique, occupe une position privilégiée dans l'exploitation d'énergie solaire avec une durée d'ensoleillement qui varie de 2650 heures /an dans le nord à 3500 heures/an dans le sud, l'une des plus élevées au monde. [2]

Les énergies renouvelables peuvent être des solutions en raison de leur abondance. Une énergie renouvelable est une source d'énergie considérée comme inépuisable à l'échelle de temps humain. [3, 4,5]

La filière thermodynamique à concentration semble aujourd'hui être une alternative plausible pour répondre à la problématique mondiale de production d'énergie. Elle n'émet pas de gaz à effet de serre [6].

IL existe quatre principaux types des concentrateurs solaires, les concentrateurs cylindro-paraboliques, les miroirs de Fresnel, les tours solaires et les concentrateurs paraboliques. La technologie des concentrateurs Cylindro-Parabolique (CCP) est actuellement la plus éprouvée des techniques de concentration solaire, ils offrent un bon rendement thermique jusqu'à des températures supérieures au 400°C.

Les capteurs "cylindro-paraboliques" sont composés de miroirs paraboliques disposés à l'arrière d'un capteur en forme de tube. La forme parabolique des miroirs permet de concentrer les rayons du soleil tout au long du tube. En faisant circuler le fluide caloporteur au centre de ce tube, le fluide étant chauffée et conduit la chaleur vers le récipient avec un débit déterminé. Le tube absorbeur c'est la partie essentielle du concentrateur, il représente généralement 30% du coût de la construction [7]

Ce mémoire est consacré à l'Analyse Thermique et Optique d'un Concentrateur Solaire Cylindro-Parabolique L'objectif principal est de comparer les performances du concentrateur à cylindro- parabolique avec l'utilisation de deux fluides caloporteurs (eau et l'huile) .Dans un premier temps, sur l'obtention des données de flux solaires présentes dans la région de LAGHOUAT Pour ce faire, le logiciel PVSYST est utilisé pour fournir des valeurs temporelles numériques du flux de chaleur solaire pour une journée 21 juin 2022 (analysé uniquement par simulation numérique). L'étape suivante concerne l'étude numérique des performances optiques et géométriques du système à l'aide du logiciel SolTrace. Cette analyse permet d'obtenir la répartition du flux du rayonnement solaire concentré sur le tube absorbeur, suivie d'une analyse

CFD du flux de fluide dans le tube et du transfert de chaleur conjugué associé. Pour ce faire, le solveur ANSYS-CFX est utilisé pour modéliser et résoudre le couplage des différentes équations qui régissent les phénomènes de transport (transfert de chaleur et écoulement) qui se produisent au niveau de l'absorbeur. Notez que les données de distribution d'écoulement, obtenues à l'étape précédente, sont introduites dans le solveur en tant que conditions aux limites variables sur la surface latérale du tube absorbant. Cette simulation décrira ainsi les performances de ce système sur une période d'une journée de 5h00 à 18h00. Pendant une journée.

### **La présentation de ce travail s'articule autour de quatre chapitres :**

**Le Chapitre I** présente une étude bibliographique fondée sur les concentrateurs cylindro-parabolique, L'accent est mis en particulier sur les tubes absorbants, la composition et les matériaux utilisés. Des articles, traitant ce sujet afin de décrire l'état de l'art dans ce domaine de recherche.

**Le chapitre II** est consacré à la présentation de concentrateur (CCP) : Ses paramètres géométriques, optique et la formulation analytique de l'équation de chaleur tout en décrivant les théories et définitions relatives aux différents modes de transfert de chaleur dans un concentrateur cylindrique parabolique avec ses paramètres géométriques. Le système d'équations régissant ce transfert de chaleur conjugué (solide-fluide) et l'écoulement du fluide au sein du tube absorbeur sera présenté sous sa forme adaptée (par rapport au système considéré et sous les hypothèses appropriées).

**Le chapitre III** présente la modélisation numérique du transfert de chaleur conjugué et de l'écoulement du fluide à l'intérieur du tube absorbeur. Cette modélisation est réalisée en deux étapes : une modélisation optique établie avec le logiciel SolTrace, qui calcule le flux solaire concentré reçu à l'absorbeur. Modélisation CFD de l'absorbeur avec le logiciel ANSYS-CFX, qui permet de déterminer la répartition de la température et par conséquent l'énergie absorbée par le tube

**Le Chapitre IV** :est consacré à la présentation et à l'interprétation des différents résultats optique et thermique obtenus à l'aide des codes de calcul.

Enfin, ce travail se termine par une conclusion générale présentant une synthèse des résultats de simulation obtenus et par des perspectives dans le domaine de la fabrication des tubes absorbeur pour les concentrateurs cylindro-parabolique.

---

## **Chapitre I :**

# **Recherche bibliographique sur les concentrateurs cylindre-parabolique**

---

**I.1 Introduction :**

Au cours des dernières années, la consommation d'énergie a augmenté considérablement avec l'augmentation de la population. Selon World Energy Outlook (2012), la demande d'énergie est estimée à plus d'un tiers pour la période comprise entre 2012 et 2035 [8]. Les combustibles fossiles existent encore parmi d'autres sources d'énergie pour l'approvisionnement énergétique mondial.

Selon les perspectives énergétiques internationales, 84,7% de la consommation mondiale d'énergie est fournie par les combustibles fossiles [9], ce qui entraîne de nombreux problèmes : économiques et environnementaux. Les coûts très élevés des combustibles fossiles ont une incidence sur les pays pauvres qui dépensent beaucoup d'argent pour acheter des combustibles fossiles afin de couvrir les besoins énergétiques des populations. Outre les prix élevés des carburants fossiles, le réchauffement climatique est un autre impact leur forte utilisation. En brûlant des combustibles fossiles, des gaz verts tels que le dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) sont amenés à élever la température de la terre sèche et provoquer un réchauffement climatique. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), les émissions du dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) provenant des combustibles fossiles ont atteint 30 326 millions de tonnes en 2010 contre 15 637 millions de tonnes en 1973 [10].

Ces impacts économiques et environnementaux ont poussé à développer les énergies renouvelables pour produire des énergies respectueuses de l'environnement, ce qui réduit la dépendance à l'égard des sources à combustibles fossiles et diminue les problèmes environnementaux et économiques.

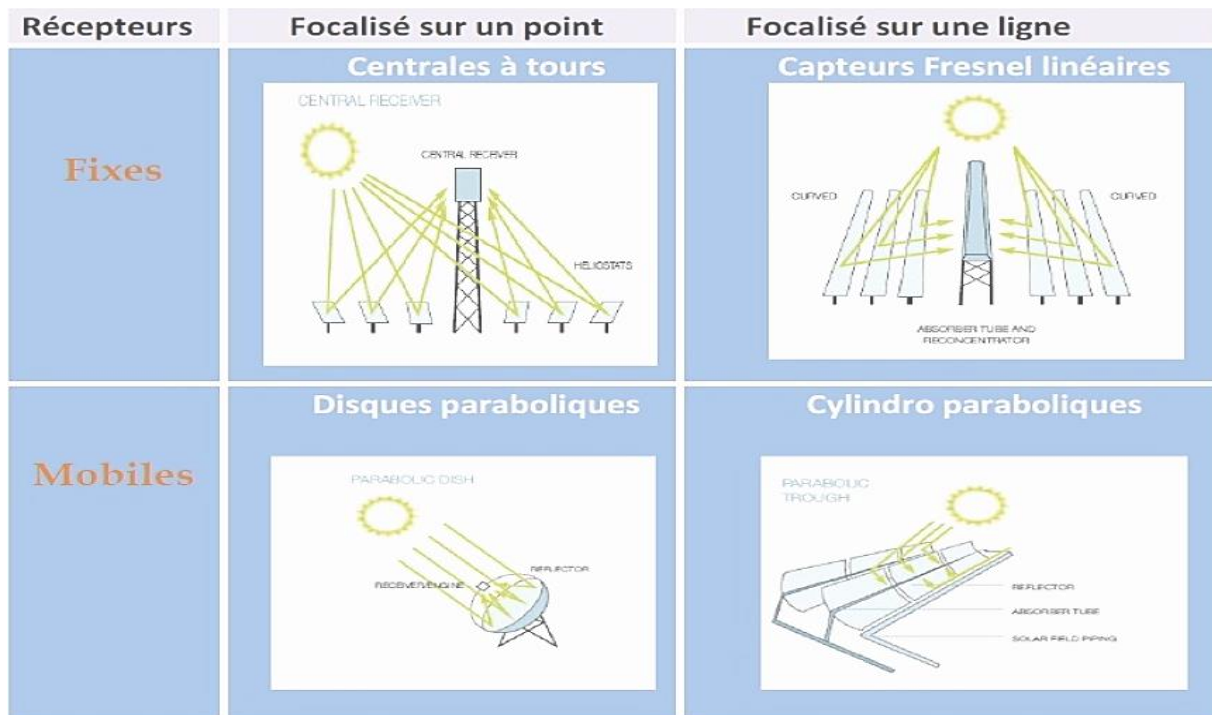
Les technologies thermiques concentratrices solaires ; que ça soit les capteurs solaires plats, paraboliques ou cylindro-paraboliques, sont l'une des sources d'énergie renouvelables largement utilisées pour fournir une énergie non polluante et permanente. Dans ce mémoire, l'accent sera mis sur la technologie solaire cylindro-parabolique, qui est la technologie la plus établie et éprouvée disponible aujourd'hui pour la collecte de l'énergie solaire. [8]

**I.2 Les types de concentrateurs solaires :**

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. .

Figure I.1 montre les 4 principaux systèmes de concentration. Les systèmes à concentration en ligne on généralement un facteur de concentration inférieur à ceux des concentrateurs ponctuels. [10]



(Source: Feuille de route solaire thermodynamique, Agence Internationale de l'Energie - AIE)

**Figure I. 1 Principales technologies de concentration solaire [10]**

**I.2.1 Les centrales solaires à tour :**

Les centrales solaires à tour sont constituées de nombreux miroirs concentrent les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour. Les miroirs uniformément répartis sont

appelés héliostats. Chaque héliostat est orientable, et suit le soleil individuellement et le réfléchit précisément en direction du receveur au sommet de la tour solaire.

Le facteur de concentration peut dépasser 1000, ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 600 °C à 1000 °C[11]L'énergie concentrée sur le receveur est ensuite soit

directement transférée vers le fluide thermodynamique (génération directe de vapeur entraînant une turbine ou chauffage d'air alimentant une turbine à gaz), soit utilisée pour chauffer un fluide caloporteur intermédiaire. Ce liquide caloporteur est ensuite envoyé dans une chaudière et la vapeur générée actionne des turbines. Dans tous les cas, les turbines entraînent des alternateurs produisant de l'électricité.(voir la figureI.2)

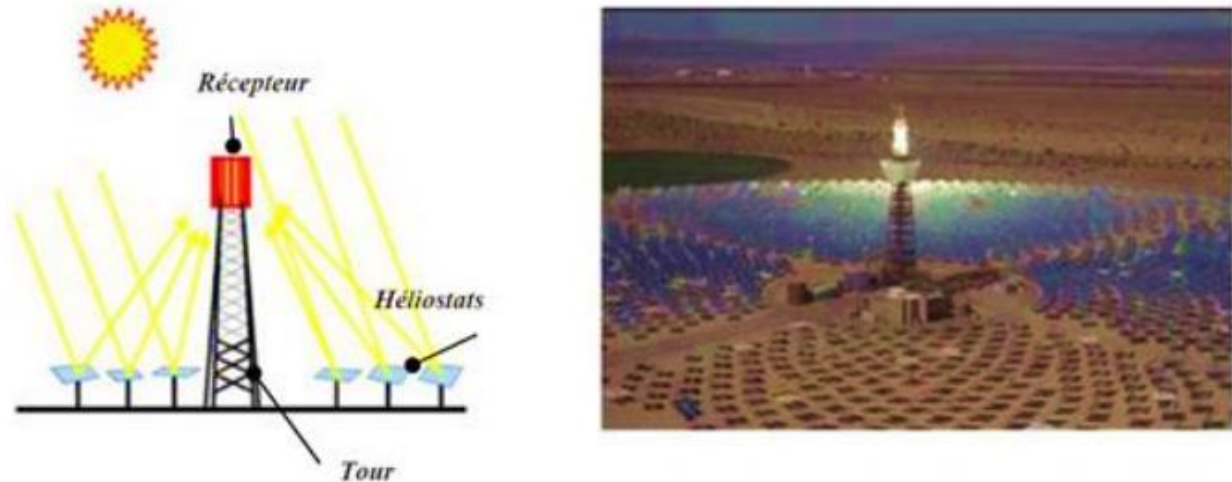


Figure I. 2 Les centrales à tour [11]

### I.2.2 Les centrales solaires à collecteurs paraboliques :

Ayant la même forme que les paraboles de réception satellite, les capteurs paraboliques fonctionnent d'une manière autonome. Ils s'orientent automatiquement et suivent le soleil sur deux axes afin de réfléchir et de concentrer les rayons du soleil vers un point de convergence appelé foyer. Ce foyer est le récepteur du système. Il s'agit le plus souvent d'une enceinte fermée contenant du gaz qui est monté en température sous l'effet de la concentration. Cela entraîne un moteur Stirling qui convertit l'énergie solaire thermique en énergie mécanique puis en électricité. Le rapport de concentration de ce système est souvent supérieur à 2000 et le récepteur peut atteindre une température de 1000 °C [12]. Un de leurs principaux avantages est la modularité : ils peuvent en effet être installés dans des endroits isolés, non raccordés au réseau électrique. Pour ce type de système, le stockage n'est pas possible.(voir la figure .3)

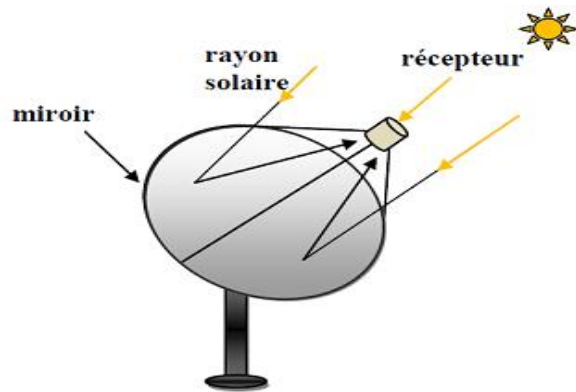


Figure I. 3: Les centrales à capteurs paraboliques [12]

### I.2.3 Les centrales solaires à miroir de Fresnel :

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques repose sur la mise en forme du verre pour obtenir sa forme parabolique. Une alternative possible consiste à approximer la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans.

C'est le principe du concentrateur de Fresnel. Chacun des miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube ou un ensemble de tubes récepteurs linéaires fixes. En circulant dans ce récepteur horizontal, le fluide thermodynamique peut être vaporisé puis surchauffé jusqu'à 500 °C [13]. La vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité. Le cycle thermodynamique est généralement direct, ce qui permet d'éviter les échangeurs de chaleur..(voir la figureI .4)

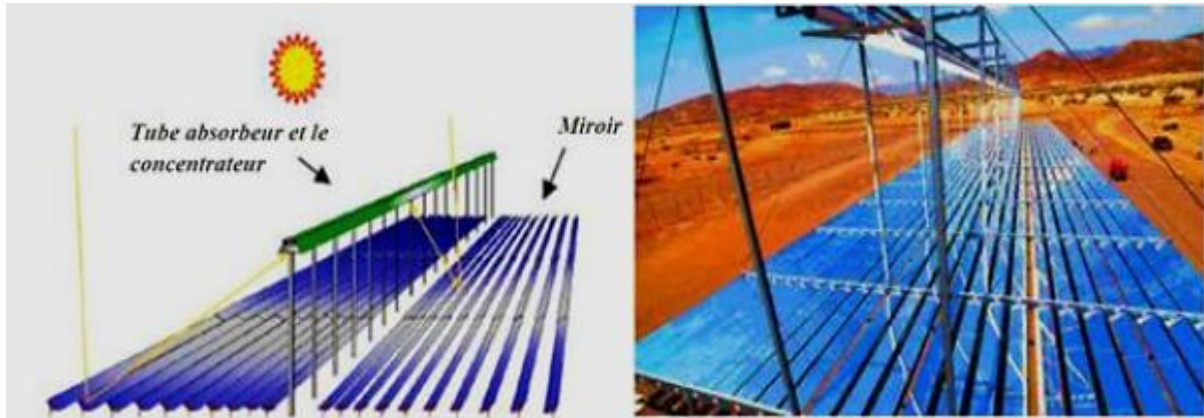


Figure I. 4 Les centrales solaires à miroir de Fresnel [13]

#### I.2.4 Les centrales à collecteurs cylindre-paraboliques :

Ce type de centrale se compose de rangées parallèles de longs miroirs cylindro-paraboliques qui tournent autour d'un axe horizontal pour suivre la course du soleil. Les rayons solaires sont concentrés sur un tube récepteur horizontal, dans lequel circule un fluide caloporteur dont la température atteint en général 400 °C[13]. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs afin de produire de la vapeur surchauffée qui actionne une turbine ou un générateur électrique..(voir la figureI .5)



Figure I. 5 : Les centrales à collecteurs cylindre-paraboliques [13]

### **I.3 Structure générale de système de concentration cylindre-parabolique :**

Les centrales solaires utilisent des technologies relativement récentes, 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. [2]

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.

En raison de l'augmentation du niveau d'émissions de dioxyde de Carbone ( $CO_2$ ) et de la consommation d'énergie, la puissance thermique solaire a été largement appliquée. Les CCP peuvent être intégrés aux centrales thermiques solaires de deux façons :

- Premièrement, faire fonctionner une turbine à vapeur par la vapeur générée directement à partir du CCP qui est connu sous le nom de technologie DSG, la figure I .6 montre le schéma typique d'une installation DSG
- D'autre part, réchauffer un fluide de transfert de chaleur (FTC) dans le champ solaire, puis l'utiliser dans un échangeur de chaleur pour générer de la vapeur qui entraînera une turbine à vapeur.



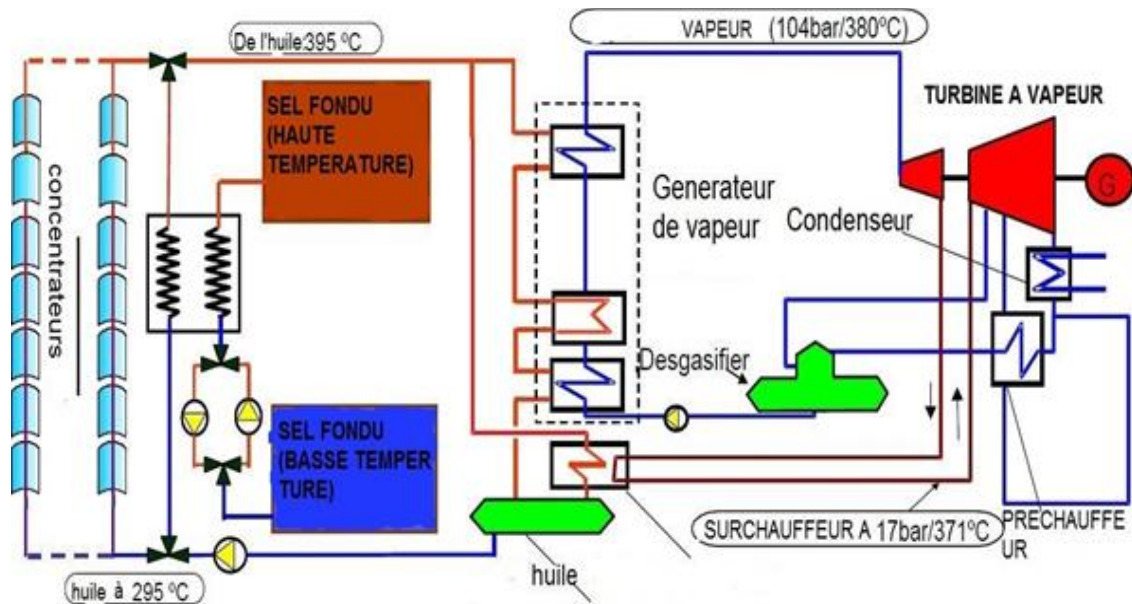


Figure I. 7 : schéma typique avec d'une installation de type SPEG [13]

#### I.4 Caractéristiques d'un concentrateur cylindre parabolique :

La conception d'un collecteur avec effet de concentration, nécessite des techniques plus au moins complexes dont le principe consiste à focaliser le rayonnement incident sur un absorbeur de surface réduite, afin d'augmenter la concentration du rayonnement au niveau de l'absorbeur, les différentes parties du CCP sont les suivantes :

- Structure support
- Moteurs (hydraulique, moteur électrique + réductions)
- Contrôleurs (boucles ouvertes ou fermées)
- Miroir (verre épais, mince)
- Tube absorbeur (sélectif, sous vide, connectiques)
- Suivi solaire

Et Les composants principaux qui caractérisent le fonctionnement d'un cylindro-parabolique sont comme suit [14] :

##### I.4.1 Le réflecteur :

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 facteur de concentration pour un capteur cylindro-parabolique est d'approximativement 80%.

#### I.4.2 Le tube collecteur (l'absorbeur):

L'absorbeur est le composant principal dans le CCP, qui a pour fonction d'absorber le rayonnement solaire incident, de le convertir en chaleur et de transmettre celle-ci à un fluide caloporteur. Le tube collecteur est caractériser par :

- 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 sont très importantes. Afin de les limiter, le tube est entouré d'une enveloppe de verre sous vide ,comme illustré sur la Figure I.8

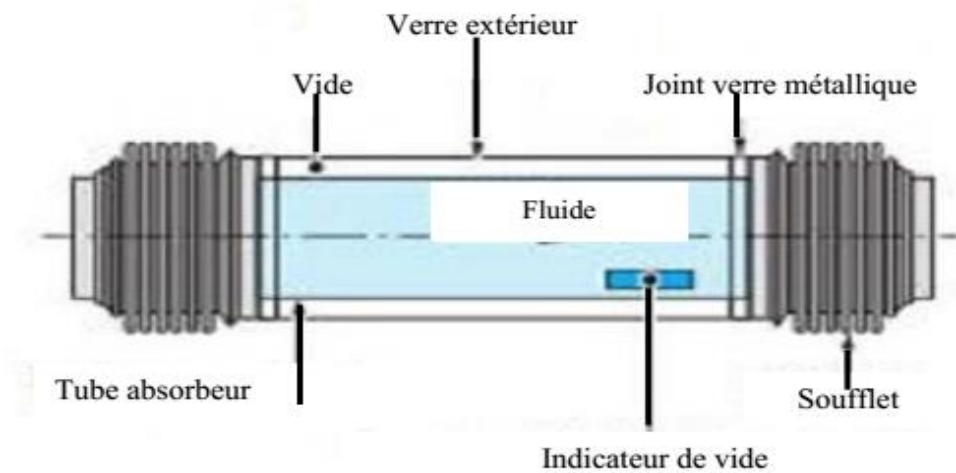


Figure I. 8 :Le tube réception d'un concentrateur cylindre –parabolique [14]

#### I.4.3 Le fluide caloporteur :

Le fluide caloporteur est le fluide chargé d'emmagasiner l'énergie de la centrale sous forme de chaleur. En effet, le concentrateur utilise des tubes pour concentrer l'énergie solaire. C'est dans cet endroit que le fluide caloporteur est chauffé. Les fluides caloporteurs les plus utilisés sont les suivants :

- Sels fondus
- Huile synthétique
- Fluides organiques
- Eau et vapeur d'eau
- l'air

## **I.5 L’Historique des Capteurs Cylindra-Paraboliques :**

Cette historique montre que la technologie a vu le jour depuis le 19 ème siècle et que sont développement a été si important surtout au début des années 70 avec l’élévation du prix du pétrole et par la suite jouer le rôle du pétrole dans la production de l’électricité.

En 1870, John Ericsson, ingénieur suédois, a construit le premier capteur solaire cylindro-parabolique (CCP) avec un collecteur d'ouverture de 3,25 m<sup>2</sup>. Le but était de générer de la vapeur à l'intérieur du collecteur, puis de faire tourner un moteur de 373 W. Au cours des années suivantes, il a construit sept systèmes similaires à ceux du premier. Cependant, il utilisait de l'air au lieu de l'eau comme fluide de travail.

En 1883, Ericsson a construit un grand système de CCP affiché à New York. Le collecteur parabolique a une longueur de 3,35 m et 4,88 m de large, ce qui focalise les rayons de soleil sur un tube récepteur de 15,88 cm de diamètre. Le tube comprenait des bâtons en bois et des déchirures de fer qui étaient attachés sur les côtés du tube (cylindre). La surface du réflecteur était en verre de fenêtre, qui était installés sur des bâtons. Tout le système suivait manuellement le soleil. [5]

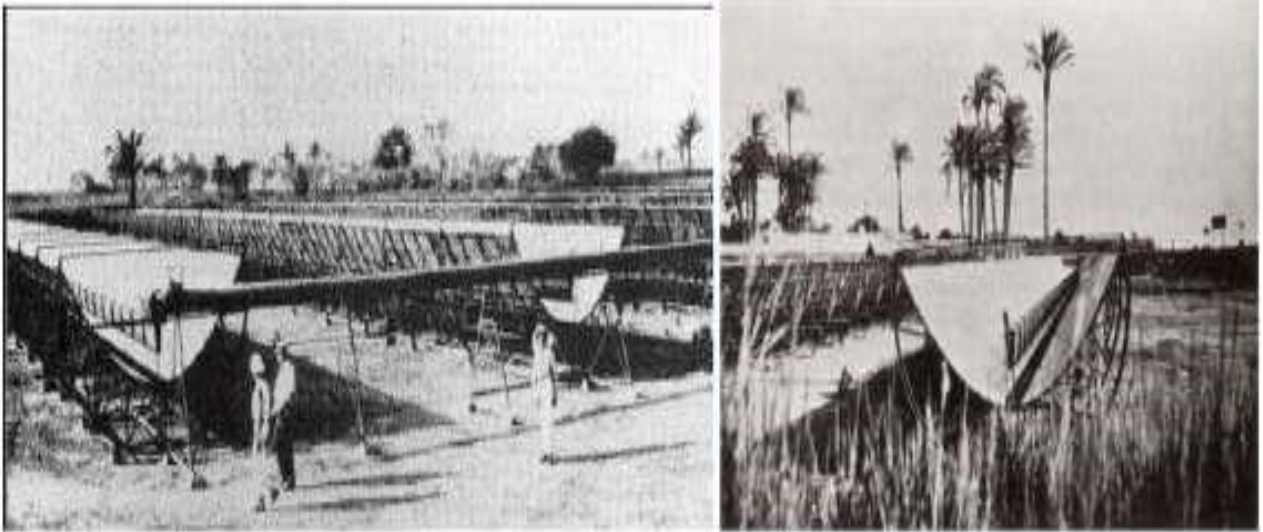
En 1907, Wilhelm Meier et Adolf Remshardt (Allemands) ont obtenu un brevet sur la technologie des CCP. L'objectif du système était de générer de la vapeur [6].

De 1906 à 1911, Frank Shuman, ingénieur américain, a construit et testé plusieurs moteurs solaires, y compris différentes sortes de capteurs solaires non concentrés et peu concentrés. Certains de ces collecteurs ont été utilisés pour pomper de l'eau pour l'irrigation à Tacony, en Pennsylvanie.

Après avoir acquis de l'expérience avec ces systèmes, en 1912, il a construit une grande usine de pompage de l'eau pour l'irrigation, comme le montre la Figure I .0-1 en Meadi, petit village près du Caire, en Égypte, avec l'aide d'un consultant anglais Charles Vernon Boys. Un changement alternatif a été suggéré par C.V. Boys, c'est-à-dire que les tubes récepteurs à couvercle.

En verre étaient placés le long du collecteur parabolique. Le système comprenait 5 rangées de CCP face au nord-sud. Chaque rangée a une longueur de 62,17 m et une largeur de 4,1 m avec un diamètre d'absorbeur de 8,9 cm et un taux de concentration de 4,6. La surface totale de

collecte était de 1250 m<sup>2</sup>, et la surface totale occupée était de 4047 m<sup>2</sup> [5] [7]. Le système était capable de produire 27 000 litres d'eau par minute [6].(voir la figure I .9)



**Figure I. 9 Champs solaire pour le pompage de l'eau d'irrigation en Méadi (Egypte) [6]**

En 1936, C.G. Abbot a utilisé un CCP et une machine à vapeur pour convertir l'énergie solaire en puissance mécanique avec une efficacité globale de 15,5%. Pour réduire la perte de chaleur, il a utilisé un seul tube à double paroi de verre évacué placé le long du CCP. Le système a été conçu de telle sorte que la vapeur saturée a été produite à 374 °C après avoir exposé le CCP au soleil pendant cinq minutes [7,5].

La technologie cylindro-parabolique n'a pas été développée pour les 60 années suivantes. Cependant, le déclenchement des CCP a recommencé au milieu des années 1970 en réponse à la crise du pétrole. Honeywell international Inc. et le Laboratoires nationaux de Sandia ont développé deux collecteurs au milieu des années 1970 aux États-Unis, et ils ont été conçus pour fonctionner avec des températures inférieures à 250 °C. Plus tard, en 1976, trois CCP de 3,66 m de long et 2,13 m de large avec un absorbeur recouvert de chrome noir recouvert d'une enveloppe en verre de 4 cm [8] ont été construits et testés à Sandia.

En 1979, la société LUZ international Inc, a été fondée aux États-Unis et en Israël, son objectif était de développer et de construire des collecteurs paraboliques rentables pour les applications de chaleur thermique solaire. Luz a construit trois nouvelles générations de collecteurs paraboliques qui sont le LS-1, LS-2 et LS-3 (figure I.0-2) qui ont été mis en œuvres dans des installations de systèmes de production d'énergie solaire (SPES). Les deux premières

génération, LS-1 et LS-2, avaient des assemblages similaires. Ils avaient la même longueur, mais la largeur d'ouverture de LS-2 était deux fois supérieure à LS-1.



**Figure I. 10 : Vu de devant et de derrière du collecteur LS-3 [5]**

Un autre mode de suivi a été adopté qui est un système de contrôle hydraulique au lieu de l'engrenage mécanique [5] [9].

La technologie parabolique a été introduite sur le marché dans les années 80. Plusieurs entreprises américaines ont fabriqué et vendu des collecteurs paraboliques tels que :

- AcurexSolarCorp qui a fabriqué les modèles Acurex 3001 et 3011
- SuntecSystemsCorp.ExcelCorp qui a fabriqué les modèles IV et 360
- SolarKineticsCorp qui a fabriqué les modèles T-700 et T-800
- Solel-solar qui a fabriqué le modèle IND-300
- The SuntecSystems Inc. qui a construit un modèle de collecteur par vaisseau parabolique IV En 1998, un groupe de sociétés européennes et de laboratoires de recherche a été créé pour développer et construire une nouvelle génération de CCP. Après avoir étudié plusieurs structures de collection différentes, ils ont construit la première lecture d'une nouvelle figure appelée ET-100. Le modèle se composait de 8 modules avec une ouverture de 545 m<sup>2</sup>.

Après cela, la deuxième version a été développée et nommée ET-150. Elle avait un nombre de 12 modules avec une surface d'ouverture de 820 m<sup>2</sup> [9].

En 2003, une troisième version de collecteur européen a été construite, et elle a été nommée SKAL-ET.

Elle avait un nombre de 12 modules avec une ouverture effective de 4360m<sup>2</sup>.

Elle avait été érigée à l'usine SEGS-V en Californie, aux États-Unis pendant cette époque [5].

En 2005, un nouveau CCP appelé SENERTROUGH-I a été développé par la société espagnole SENER. Il avait la même taille que le collecteur LS-3, mais la structure de support était identique à celle du collecteur LS-2. Une boucle de 600 m du collecteur SENERTROUGH-I était installée dans la centrale solaire à concentration Andasol-1 en Espagne [5] [10].

## **I.6 Etude Bibliographique :**

Les systèmes de conversion thermique les plus utilisés pour la production de l'électricité sont les concentrateurs cylindro-paraboliques et l'amélioration du rendement de ces concentrateurs est la préoccupation de plusieurs chercheurs. Pour cela, on cite quelques travaux réalisés dans ce domaine :

**K. Ravi Kumar et al (2009)** [3] ont étudié l'amélioration du transfert de chaleur à travers un tube absorbeur avec un disque poreux dans le concentrateur cylindro parabolique, L'étude a révélé que l'utilisation du milieu poreux dans un tube absorbeur améliore le transfert de chaleur dans tous les récepteurs en raison de l'augmentation de la surface d'échange thermique, de la conductivité thermique et de la turbulence

**Z.D.Cheng et al (2010)** [5] ont travaillé sur l'identification de la distribution de la température à la surface externe du tube absorbeur d'un CCP, cette distribution est en fonction de la distribution du flux de rayonnement à la surface, et déterminée à son tour en exploitant la technique de Monte Carlo MCRT (Monte Carlo Ray Tracing). Combinant la méthode MCRT et la méthode des volumes finis via le code de calcul Fluent, ils élaborèrent une multitude de simulations. Prenant le fait de la dépendance des propriétés physique du fluide caloporteur (huile Syltherm800) avec la température, la validation du modèle mathématique et de la modélisation, par comparaison avec les données des études expérimentales antérieures de Dudley et al [4], fut poussée jusqu'à une différence de 2% sur la température du fluide caloporteur à la sortie de l'absorbeur.

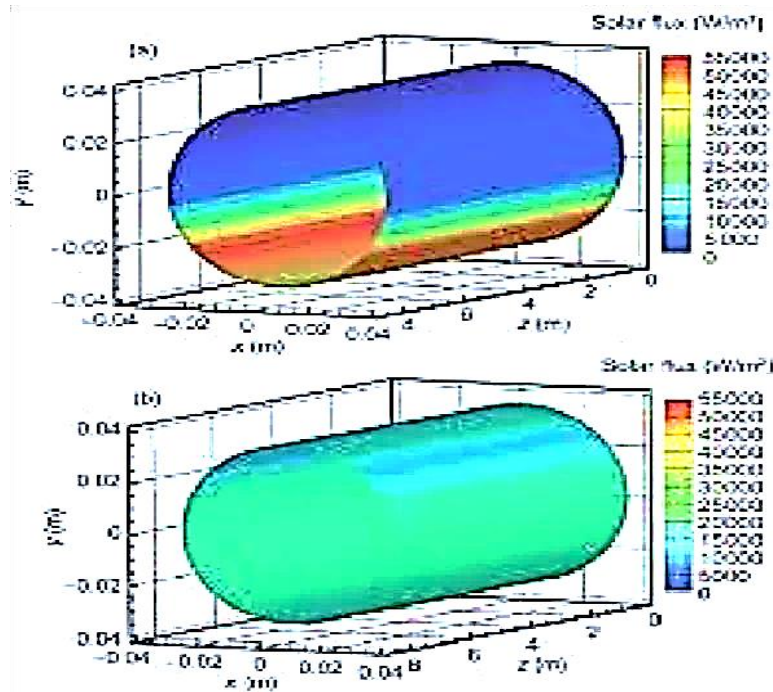


Figure I. 11 : Distribution de la température sur surface extérieure de l'absorbeur entier[5]

Fuqiang Wang et al (2010) [6] ont étudié numériquement le tube absorbeur excentrique dans le but de réduire les contraintes thermique. Les analyses numériques utilisent la méthode de Monte Carlo pour calculer la distribution du flux solaire sur la demi-périphérie inférieure du tube absorbeur. Les résultats peuvent réduire les contraintes thermiques jusqu'à 41,1% par rapport au tube absorbeur concentrique.

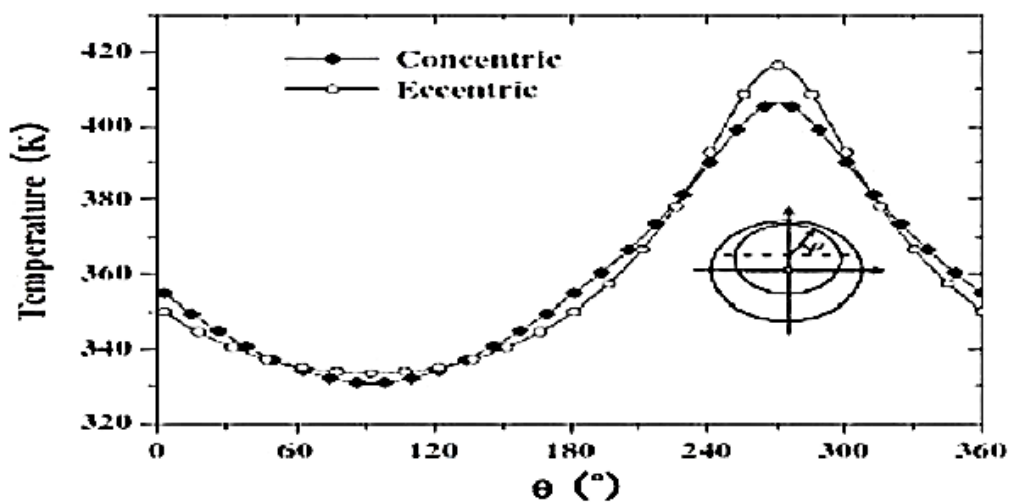


Figure I. 12 :Profils de température le long de la circonférence interne à la section de sortie les

En 2011 Ya-Ling He et al [7] ont réalisé une multitude de simulations sur différentes configurations de CCP, étudiés expérimentalement avant par Dudley et al (1994). La finalité de leur travail est l'approfondissement de la compréhension des paramètres qui influent directement sur l'efficacité thermique des CCP. Pour cela deux cas de figures ont été ciblés.

1 cas : en diminuant le diamètre du tube absorbeur, ils augmentés le taux de concentration géométrique (GC) et améliorés ainsi la distribution du flux.

2 cas : en variant l'angle de la jante de la parabole (angle de Rim) tout en gardant la même ouverture et le même diamètre de tube absorbeur..

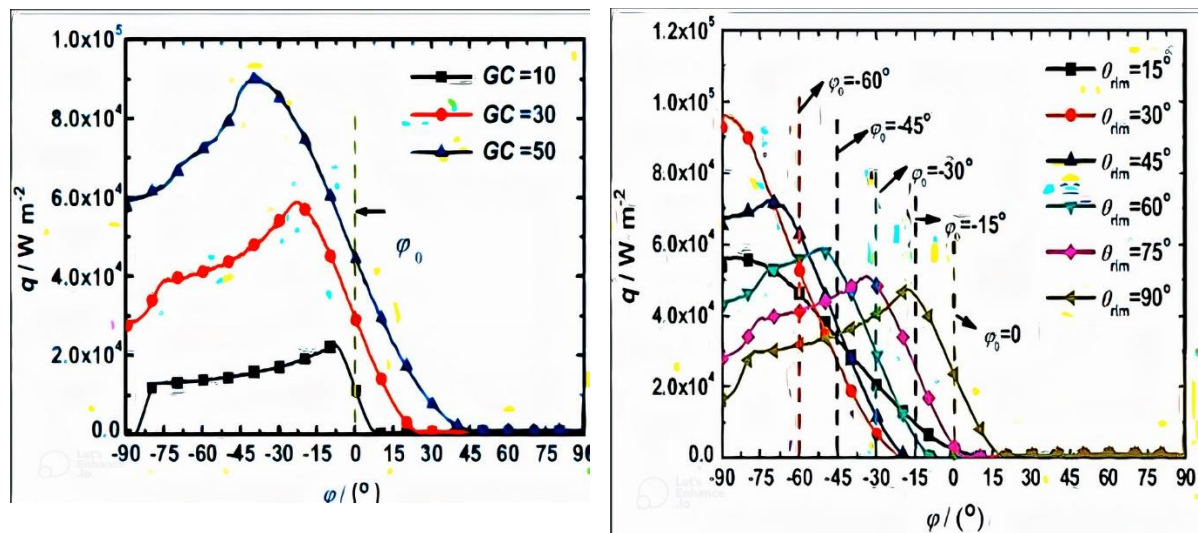
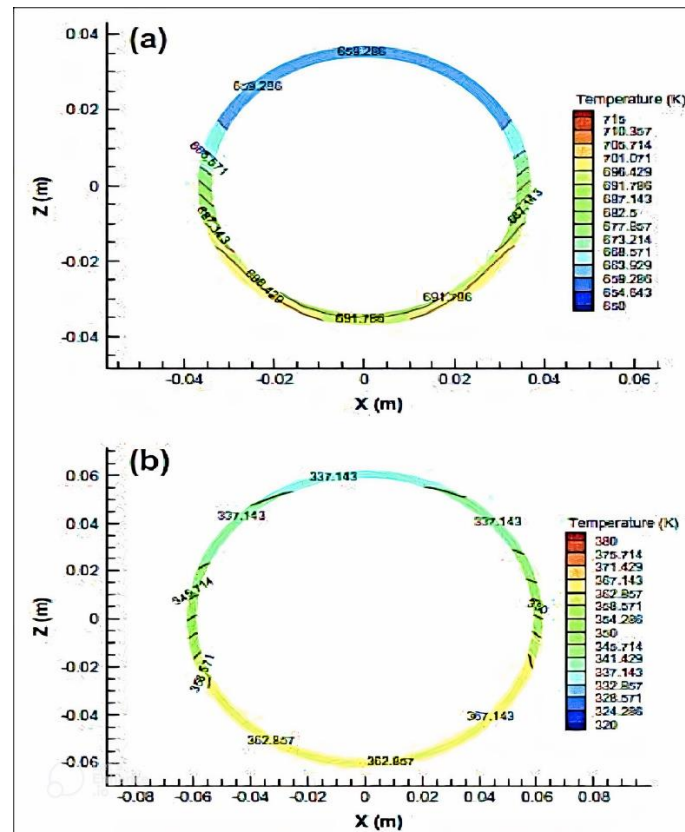


Figure I. 13 :Distribution de la densité de flux vs l'angle circonférentiel (a) pour différents taux

Seyed Ebrahim Ghasemi et al (2013) [8] ont porté leur étude sur l'amélioration des performances d'un CCP par l'insertion de trois couches annulaires de différentes porosités dans le tube récepteur. Cette nouvelle configuration occasionnée certes des pertes de charge considérables, mais le transfert de chaleur a augmenté en raison de l'accroissement de la surface d'échange à l'intérieur du tube, ainsi que la turbulence.

Zhiyong Wu et al (2013) [9] ont étudié numériquement la répartition détaillée de la température d'un tube absorbeur en combinant une Méthode de Monte Carlo et le fluent. Avec la considération de flux solaire et le transfert de chaleur par conduction, convection et

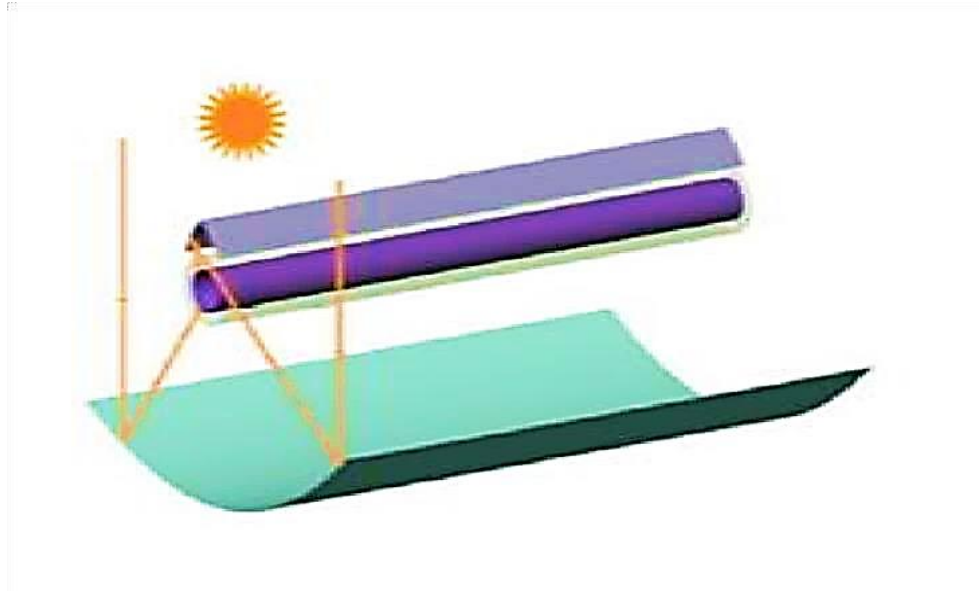
rayonnement. Et par la comparaison entre ses résultats expérimentaux il a montré que la différence moyenne est inférieure à 6%. Les résultats de la température de cette étude ont une grande importance pour la conception et l'optimisation de la structure du concentrateur cylindro parabolique. .figure I .14



**Figure I. 14 : Distribution de la température de PTR pour Y constante. (a)Tube absorbeur, (b)**

**WANG Kun et al (2014)** [10] ont utilisé un réflecteur secondaire comme un réflecteur à homogénéisation (HR). La caractéristique de concentration du collecteur a été étudiée par la méthode MCRT. La condition aux limites de flux de chaleur est fournie par les résultats du calcul MCRT. La distribution du flux solaire, le champ de température et l'efficacité du collecteur ont été analysés en détail. Les conclusions sont comme suit : 1- La répartition du flux solaire peut être homogénéisée par déplacement du tube absorbeur loin de la ligne focale du concentrateur cylindro parabolique vers le HR ajouté. 2- Dans les conditions étudiées, l'efficacité du collecteur diminue d'environ 4%, tandis que la température maximale de la paroi du tube absorbeur est réduite de 667 à 661 K et la différence de température circumférentielle à l'emplacement de l'axe de  $z = 3$  m est réduite de 25,7 à 2,3

K. Par conséquent, bien que l'efficacité du collecteur ait tendance à diminuer légèrement, la température maximale et la différence de température circumférentielle de la paroi du tube absorbeur peuvent être considérablement réduites et donc la fiabilité du concentrateur cylindro parabolique peut être améliorée. (voir la figure I .15)



**Figure I. 15 :Schéma du nouveau type de Cylindro-parabolique avec un HR. [10]**

**E. Kaloudiset al [10].** Ils ont fait une analyse numérique sur le collecteur d'un système de Concentrateur cylindro-parabolique avec le nanofluide caloporteur (HTF), afin de simuler le collecteur de type SEGS LS2. Ses performances thermiques et ses pertes en chaleur sont obtenus du travail expérimental . Quatre cas de conditions aux limites ont été utilisés pour la simulation numérique en impliquant tous les modes de transfert thermiques aux niveaux des différentes interfaces, comme illustré sur la figure I.16

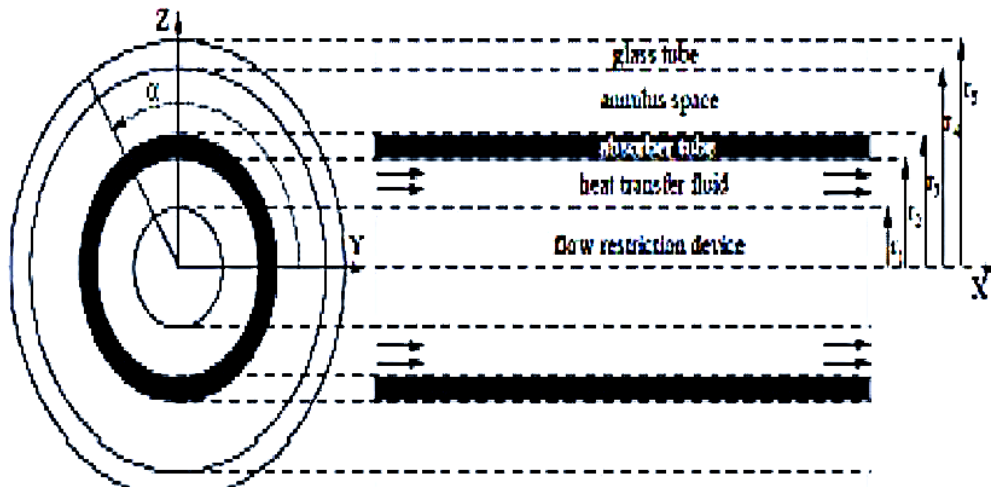


Figure I. 16 : Schéma du model numérique du collecteur du CCP de type LS-2[10]

.La comparaison faite entre les résultats numériques et les résultats expérimentaux pour les quatre différents cas cités avec l'huile de Syltherm 800, donne une très bonne compatibilité dans la validation .Surtout, que l'erreur de température maximale signalée à la sortie est de 0.3% et 7.3% pour le rendement. Comme, ils ont préféré établir une modélisation avec une approche de deux phases du nanofluide et la valider avec les résultats numériques et expérimentaux sur un tube circulaire de température de paroi constante.

### I.7 Conclusion :

On a présenté dans ce chapitre un aperçu général sur les concentrateurs solaires cylindro-parabolique, les types des centrales, Caractéristiques, Structure générale de système de concentration .

---

# **Chapitre II : Etude optique et thermique**

---

## II.1 Introduction :

Les concentrateurs à cylindro parabolique sont la technologie la plus utilisée dans les grandes centrales solaires thermodynamiques pour la production d'électricité. Le miroir concentrateur est un cylindre à section parabolique et n'a qu'une seule direction de courbure. La concentration s'effectue sur la ligne où est placé le récepteur tubulaire dans lequel circule le fluide caloporteur (eau ou huile) qui peut être chauffé jusqu'à 450 °C. L'analyse optique et thermique de ces collecteurs est très importante pour le calcul des pertes optiques et thermiques,

Ce chapitre débute par une description des caractéristiques géométrie réflexion lumineuse de CCP, et avoir aussi une modélisation mathématique sur sa tube absorbeur qui est positionnée au la ligne focal du CCP, et terminé par une simulation sur programme solTrace pour voir la distribution du flux solaire autour du tube absorbeur.

## II.2 Rayonnement solaire en Algérie :

L'Algérie est un pays situé au nord de l'Afrique sur la côte méditerranéenne avec une superficie totale de 2 381 741 kilomètres carrés. L'Algérie est le dixième plus grand pays du monde et le plus grand d'Afrique et de la Méditerranée. Le pays est bordé au nord-est par la Tunisie, à l'est par la Libye, à l'ouest par le Maroc, au sud-ouest par le Sahara occidental, la Mauritanie et le Mali, au sud-est par le Niger et au nord par la mer Méditerranée, comme indiqué. Dans la figure II.1. L'Algérie est divisée topographiquement en trois régions principales qui s'étendent généralement d'est en ouest. Le premier est le Tell, qui est la région côtière méditerranéenne. La seconde est constituée des Hauts Plateaux, plus à l'intérieur des terres et assez homogènes, jusqu'à la troisième région, le Sahara, qui couvre près de 80 % du territoire algérien [12]. (voir la figure II .1)



**Figure II 1 : Carte de l'Algérie [12]**

L'Algérie possède un gisement solaire important, en dehors de son climat, la puissance solaire maximale en tout point de notre pays est d'environ  $1\text{Kw/m}^2$ . L'énergie maximale quotidienne moyenne (ciel clair, mois de juillet) dépasse  $6\text{Kw/m}^2$  et l'énergie maximale annuelle en Algérie est d'environ  $2500\text{ Kw/m}^2$ . L'ensoleillement reçu annuellement en Algérie par région climatique est donné dans le tableau II. 1 : (Ministère de l'Énergie et des Mines)

**Tableau II. 1 L'ensoleillement reçu annuellement en Algérie [12]**

Régions	littorale	Hauts plateaux	Sahara
Surface %	4	10	86
Ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energ, Moyenne reçue (KWh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	1900

## II.2.1 Rayonnement solaire avec le logiciel PVSYSY :

### II.2.1.1 Logiciel PVsyst :

PVsyst a été sélectionné comme logiciel de simulation, car il s'agit d'un outil puissant pour étudier, dimensionner et analyser les données d'un système PV. Il contient des bases de données de données météorologiques et de composants de systèmes photovoltaïques de plusieurs fabricants. Pour cette étude, la version 6.77 est utilisée. La figure (II.2) montre un aperçu des différentes étapes du fichier de données météorologiques et de la simulation dans PVsyst [13].

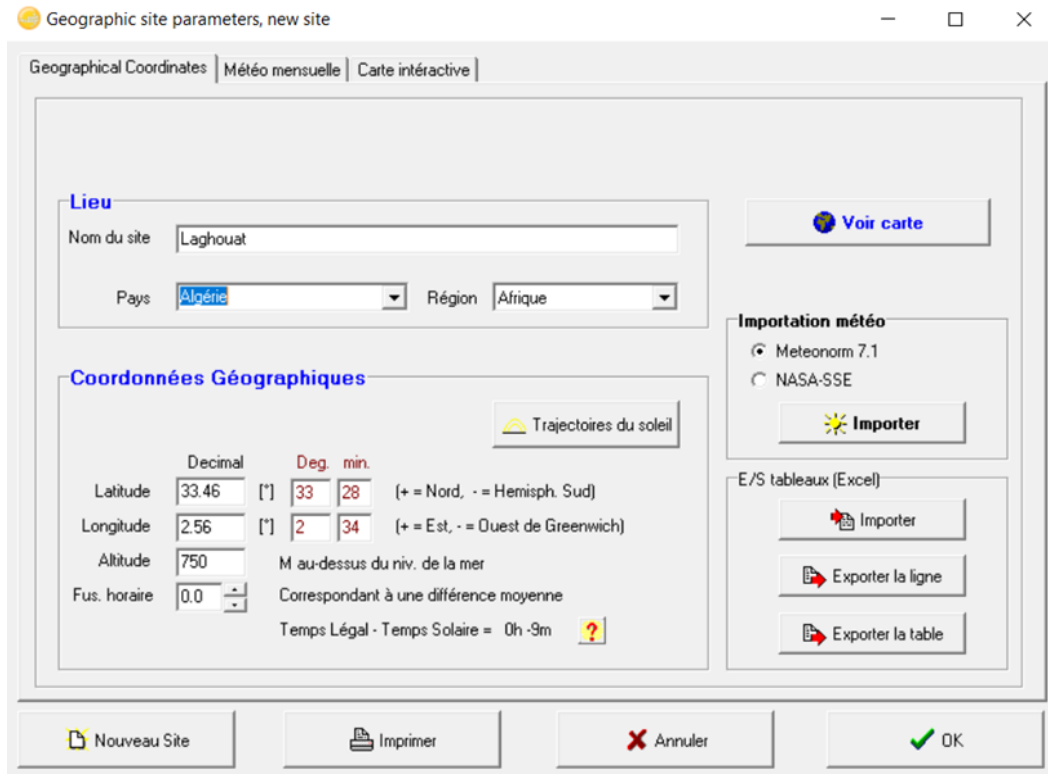


Figure II 2 :Etapes du fichier de données météorologiques dans PVsyst[13].

La situation géographique est indiquée dans le tableau (II.2). Ces coordonnées ont été utilisées pour toutes les données météorologiques et les données spécifiques au site tout au long de l'étude.

Tableau II. 2 : Situation géographique de Laghouat (ALGERIE)

Ville	Latitude	Longitude	Altitude
Laghouat	33°46	2° 56	750m

II.2.1.2 Données météorologiques :

Les valeurs de densité de flux solaire pour quatre jours à différentes saisons sont répertoriées dans le tableau (II.3).

**Tableau II. 3: Données météo horaires des valeurs de densité de flux solaire pour une journée  
21juin 2022**

<b>Temps (h)</b>	<b>Flux</b>
<b>5h.00</b>	<b>0</b>
<b>6h.00</b>	<b>31</b>
<b>7h.00</b>	<b>235</b>
<b>8h.00</b>	<b>450</b>
<b>9h.00</b>	<b>650</b>
<b>10h.00</b>	<b>818</b>
<b>11h.00</b>	<b>945</b>
<b>12h.00</b>	<b>1020</b>
<b>13h.00</b>	<b>1039</b>
<b>14h.00</b>	<b>1001</b>
<b>15h.00</b>	<b>907</b>
<b>16h.00</b>	<b>765</b>
<b>17h.00</b>	<b>585</b>
<b>18h.00</b>	<b>378</b>
<b>19h.00</b>	<b>162</b>
<b>20h.00</b>	<b>0</b>

### **II.3 Géométrie du collecteur :**

#### **II.3.1 La surface du miroir et la surface d'ouverture :**

Pour un DNI (rayonnement normal direct) et position solaire données ; la surface d'ouverture de miroir est calculée comme le produit de la largeur de l'ouverture  $a$  et de la longueur du collecteur .figure (II.3).[14]

$$A_a = a \cdot l \quad (\text{II. 1})$$

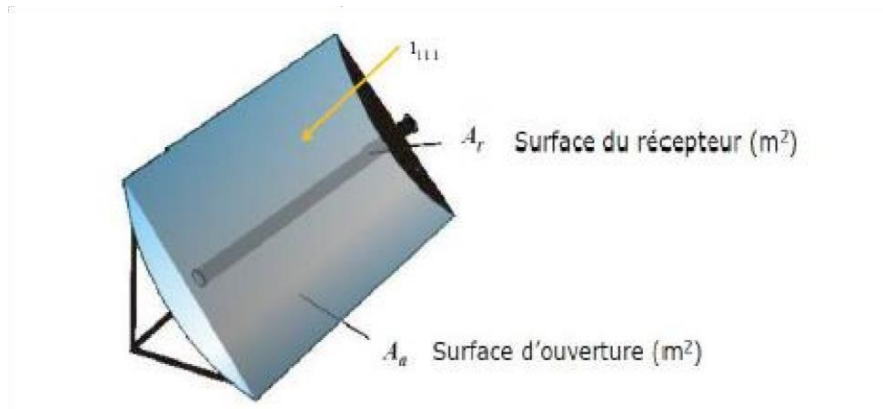


Figure II 3 :Surface d'ouverture du collecteur et Surface d'ouverture du récepteur [14]

La surface d'un cylindro parabolique peut être importante pour déterminer le besoin de matière pour la fabrication. La surface est calculée comme suite :

$$A = \left( \frac{a}{2} \sqrt{1 + \frac{a^2}{16f^2}} + 2 \cdot f \cdot \ln \left( \frac{a}{4f} + \sqrt{1 + \frac{a^2}{16f^2}} \right) \right) \cdot l \quad (\text{II.2})$$

### II.3.2 La concentration :

Le taux de concentration est l'un des paramètres principaux du collecteur, il est décisif pour les températures de fonctionnement possible de la centrale cylindra parabolique.

Le rapport de concentration  $C$  est défini comme le rapport de la densité de flux radiant à la ligne focale  $G_{lm}$ , à l'éclairement direct à l'ouverture du collecteur,  $G_a$  [15]

$$C = \frac{G_{lm}}{G_a} \quad (\text{II.3})$$

Aussi, Il existe un moyen simple de spécifier le taux de concentration sans le mesurer qui est la *concentration géométrique*. Elle est définie comme le rapport de la surface de collecteur sur la surface du récepteur :

$$C_G = \frac{A_a}{A_r} \quad (\text{II.4})$$

Comme il est illustré sur la figure précédente, concernant la surface du collecteur, elle est plus claire à compter que la surface du récepteur. Dans de nombreux cas, la surface projetée du tube absorbeur est choisie. Dans ce cas, la surface d'ouverture du récepteur est un rectangle avec de surface d.  $l$ .

Alors, la concentration géométrique est donné par :

$$C_G = \frac{a \cdot l}{d \cdot l} = \frac{a}{d} \quad (\text{II.5})$$

Dans les concertateurs cylindro paraboliques réels ; on prend la surface d'ouverture de récepteur c'est la surface du tube absorbeur :

$$C_G = \frac{a \cdot l}{\pi \cdot d \cdot l} = \frac{a}{\pi \cdot d} \quad (\text{II.6})$$

Cette définition mène à un taux de concentration géométrique faible. Donc, le taux de concentration selon la surface projetée du tube absorbeur est pratiquement le plus utilisé.

### II.3.3 Les paramètres géométriques : [16]

Les quatre paramètres suivants sont utilisés pour caractériser la forme et la taille d'un cylindro-parabolique : la longueur de cylindro-parabolique, la distance focale, la largeur de l'ouverture et l'angle d'ouverture. Figure [II.4].

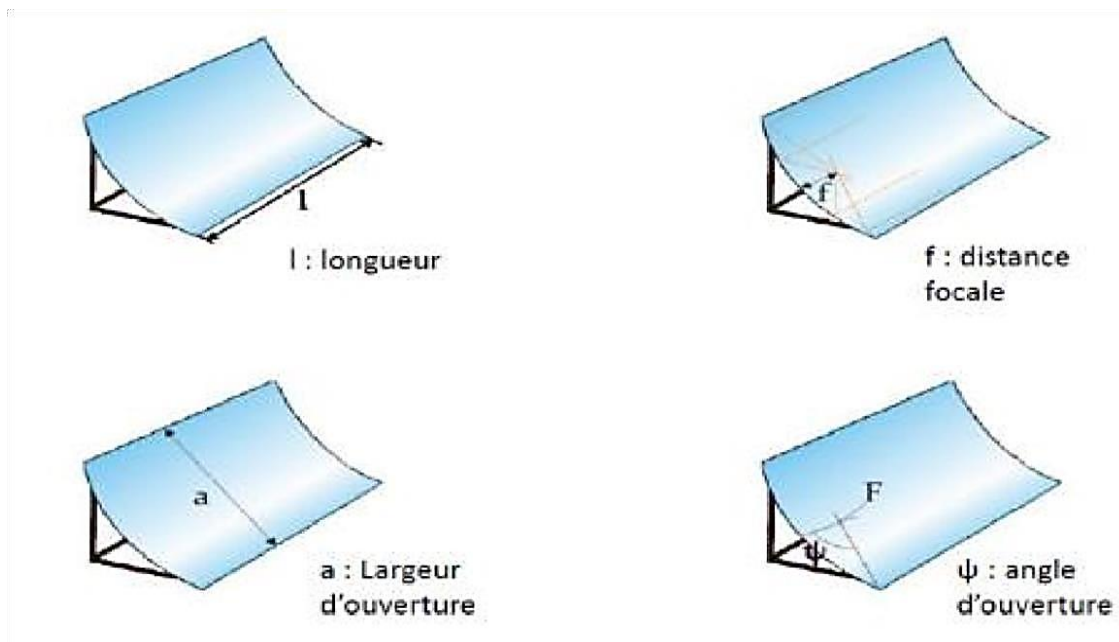


Figure II 4 : les paramètres géométriques d'un cylindro parabolique [16]

**La longueur de cylindro parabolique** : c'est la longueur du miroir, elle peut atteindre les

**La distance focale** : C'est la distance entre le point focale et la courbe de la parabole. La focale de la parabole (f ou F) est le paramètre qui décrit la forme de la parabole. Figure (II.5).

L'équation de parabole est :

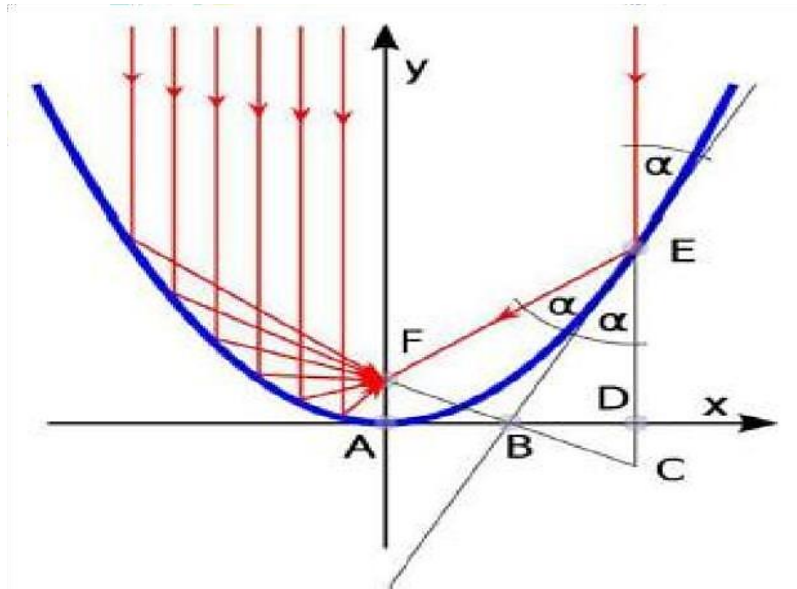


Figure II 5 : Schéma des rayons parallèles dans un miroir parabolique[16]

Une preuve de l'existence d'un point focal est présentée en Figure. II.5 Une représentation analytique appropriée d'une parabole est :

$$y = \frac{1}{4f} x^2 \quad (\text{II.7})$$

Où  $f$  est la distance focale, c'est-à-dire la distance entre le sommet de la parabole et le point focal

### II.3.4 Les L'angle d'ouverture ( $\psi$ ) :

C'est l'angle au point focal entre l'axe optique (Y) et le segment reliant le point focal au bord du miroir. Deux des trois paramètres de l'angle d'ouverture, de la largeur d'ouverture et de la distance focale sont suffisants pour déterminer complètement la section transversale d'un cylindre-parabolique, c'est-à-dire la forme et la taille. Cela signifie également que deux d'entre eux sont suffisants pour calculer le troisième.  $\psi$  Peut être exprimée en fonction du rapport entre la largeur d'ouverture et la distance focale : [16]

$$\tan \psi = \frac{\frac{a}{f}}{2\frac{1}{3}\left(\frac{a}{f}\right)^2} \quad (\text{II.8})$$

Aussi le rapport de la largeur de l'ouverture à la focale peut être exprimé en fonction de l'angle d'ouverture :

$$\frac{a}{f} = -\frac{4}{\tan \psi} + \sqrt{\frac{16}{\tan^2 \psi} + 16} \tag{II.9}$$

Le diagramme suivant représente le rapport a/f en fonction de l'angle d'ouverture :

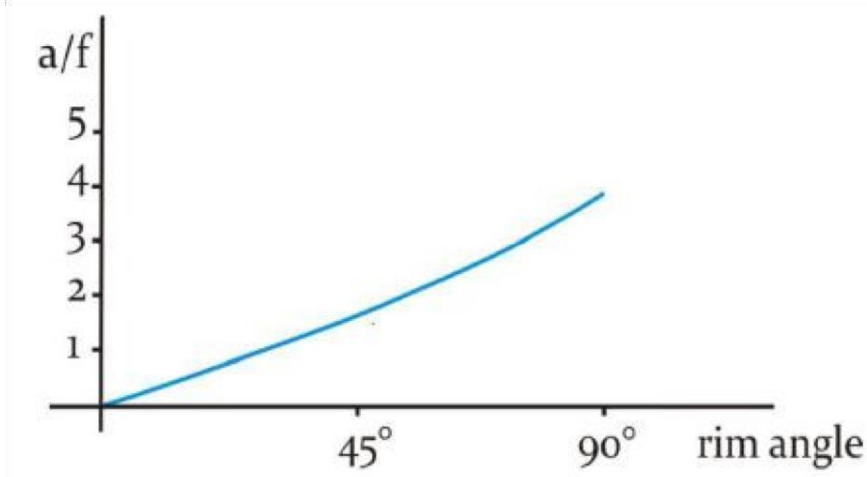


Figure II 6 :Relation entre l'angle d'ouverture et la valeur a/f.[16]

L'angle d'ouverture est lié à la distance entre les différentes parties des miroirs et la ligne focale. En prenant une largeur d'ouverture fixe, la figure (II.6) représente cette relation.

Il existe un angle d'ouverture optimal qui prend en compte aussi le prix du miroir proportionnel à sa surface. L'angle d'ouverture des cylindro paraboliques réelles est d'environ 80

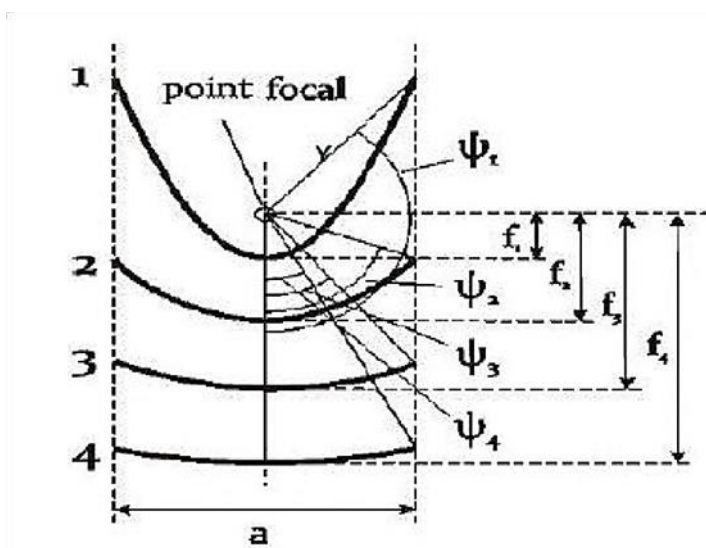


Figure II 7 : Relation entre la focale et l'angle d'ouverture pour une ouverture constante [16]

### II.3.5 Tube absorbeur :

Le tube collecteur 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.[17].

### II.3.6 Fluides caloporteurs :

Chaque fluide caloporteur est choisi selon ses propriétés physiques et chimiques : viscosité, capacité thermique volumique, conductivité électrique, propriétés oxydantes, tenue à la température maximale, etc. Le coût a également une influence dans ce choix. Il faut donc trouver le fluide qui sera optimal.

Il vaut mieux éviter les fluides mauvais pour la couche d'ozone et provoquant un réchauffement climatique trop important. De même, on évite préférentiellement les fluides toxiques et inflammables[14].

#### On distingue comme fluides :

- Les huiles qui présentent un bon coefficient d'échange sont les fluides les plus utilisés dans les centrales cylindro-paraboliques.
- Les sels fondus, mélanges binaires ou ternaires à base de nitrates de sodium et de potassium qui possèdent une densité élevée est 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 entraînent les moteurs Stirling associés aux collecteurs paraboliques.
- L'air est utilisé classiquement comme fluide de travail.

#### II.4 Modèle optique :

Dans des conditions idéales, 100 % de l'énergie solaire incidente est réfléchi par le concentrateur et absorbée par l'absorbeur. Cependant, en réalité, le réflecteur ne réfléchit pas tout le rayonnement solaire en raison d'imperfections du réflecteur provoquant quelques pertes optiques. L'efficacité optique dépend de nombreux facteurs tels que l'erreur de suivi, l'erreur géométrique et les imperfections de surface. [15]

Une coupe transversale d'un récepteur et d'un réflecteur est illustrée à la Figure (II.8). Il montre plusieurs facteurs importants. Lorsque le rayonnement incident frappe le réflecteur au niveau du collecteur de jante, il forme un angle, appelé angle de jante  $\theta_r$ . Pour un alignement idéal, le diamètre du récepteur doit intercepter toute l'image solaire, et il est donné comme suit [15] :

$$D = 2r_r \sin \theta_m \quad (\text{II.10})$$

Où  $\theta_m$  est égal à la moitié de l'acceptation,  $r$  est le rayon du miroir. Le rayon,  $r$ , qui est montré à la Figure II.8, peut être déterminé par l'équation suivante :

$$r = \frac{2f}{1 + \cos \theta} \quad (\text{II.11})$$

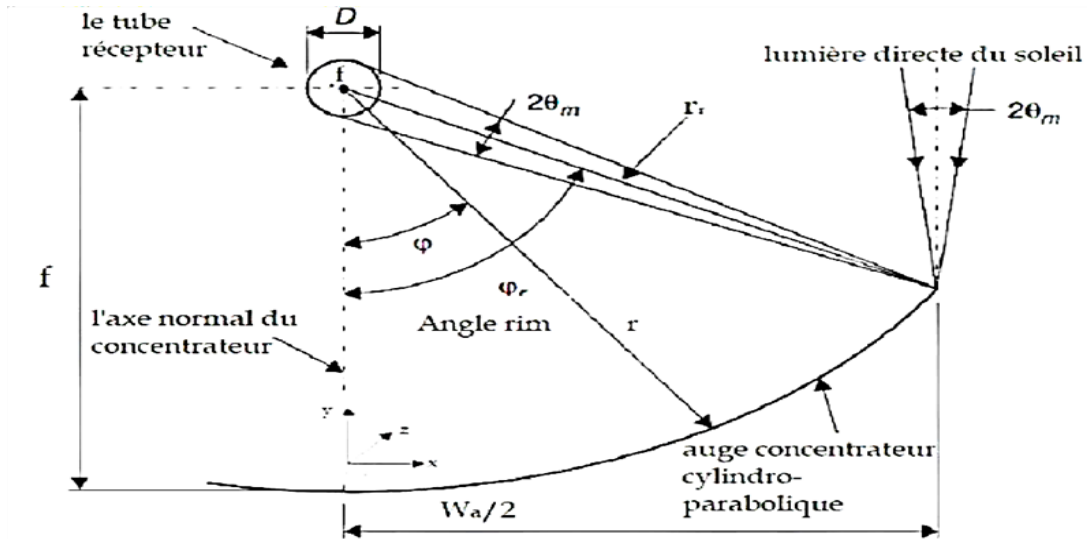


Figure II 8 : coupe transversale d'un concentrateur cylindro parabolique [15]

Le rayon du miroir local "r, (m)" est le rayon du miroir réfléchissant ; c'est une fonction de l'angle "φ (degré)", où cet angle est l'angle entre l'axe normal de l'axe du concentrateur et un faisceau réfléchi sur le tube de l'absorbeur (foyer). L'équation (II.12) montre la relation pour calculer le rayon des miroirs locaux "r" [16, 17].

Par l'équation (II.12), on a conclu le rayon de la jante et on le calcule comme suit [18]

$$r_r = \frac{2f}{1+\cos\varphi} \tag{II.12}$$

Grâce à la figure II.8, on a conclu beaucoup de caractéristiques géométriques, et notamment où "φ r" est l'angle Rim, c'est l'angle entre l'axe normal du concentrateur et le rayon de la jante (Rim). La largeur d'ouverture "Wa, (m)" du cylindre-parabolique a été calculée en fonction de l'équation 3.8, elle est fonction de l'angle Rim "φ r" et du rayon de la jante "rr" [18].

$$W = 4f \tan\left(\frac{\theta_r}{2}\right) \tag{II.13}$$

## II.5 Efficacité optique :

Comme présenté par Kalogirou [19], l'énergie solaire incidente entrant le concentrateur à cylindro-parabolique dépend du rayonnement solaire ( $I_b$ ) et la surface d'ouverture du concentrateur ( $A_c$ ) donnée par la relation suivante :

$$Q_i = A_c \cdot I_b \quad (\text{II.14})$$

L'efficacité optique du système dépend des propriétés optiques du miroir :

$$\eta_o = [\rho \cdot \tau \cdot \alpha \cdot Y] \cos\theta \quad (\text{II.15})$$

Où  $\rho$  est la réflectance du miroir,  $\tau$  est la transmittance de l'enveloppe du verre,  $\alpha$  est l'absorbance de la

surface de l'absorbeur,  $Y$  est le facteur d'interception Ou  $\theta$  est l'angle d'incidence du rayonnement solaire sur l'ouverture plan du concentrateur cylindro parabolique.

L'énergie atteignant la surface du récepteur est l'effet combiné de l'énergie incidente  $Q_i$  on le concentrateur et le rendement optique ( $\eta_o$ ). Il est exprimé par:

$$Q_r = \eta_o \cdot Q_i \quad (\text{II.16})$$

## II.6 Le Bilan thermique du tube absorbeur :

L'objectif du modèle thermique est de déterminer l'énergie absorbée par le fluide caloporteur (HTF) et de décrire toutes les pertes de chaleur du récepteur vers l'atmosphère dues aux mécanismes de transfert de chaleur : conduction, convection et rayonnement. Ensuite, l'efficacité thermique, qui est le rapport entre l'énergie délivrée et l'énergie parvenue au réflecteur, peut être estimée.

Ce modèle de performance est basé sur l'équilibre énergétique entre le fluide caloporteur et l'atmosphère. Il couvre toutes les corrélations et équations nécessaires pour décrire les termes du bilan énergétique. ( La figure II .9) présente une coupe transversale du récepteur avec un bilan énergétique unidimensionnel et en régime permanent, et (la figure II 10 ) les résistances thermiques qui sont basées sur le bilan énergétique du récepteur. Dans ce modèle, tous les flux de chaleur, températures et propriétés thermodynamiques sont supposés être uniformes sur la circonférence du tube. L'erreur commise en supposant l'uniformité du flux de chaleur est de 3 % [20].

Le rayonnement solaire réfléchi par le réflecteur est absorbé par l'enveloppe de verre

( $q_{go,SolAbs}$ ) et le tube absorbeur ( $q_{go,SolAbs}$ ). La majeure partie de l'énergie absorbée par le revêtement de l'absorbeur est transférée à travers l'absorbeur par conduction ( $q_{po-pi,Cond}$ ), puis au fluide caloporteur (HTF) par convection ( $q_{pi-f,conv}$ ). Le reste de l'énergie est retransmis au tube de verre par rayonnement ( $q_{po-gi,rad}$ ) et par convection ( $q_{po-gi,conv}$ ).

L'énergie retransformée par convection et par rayonnement est conduite à travers l'enveloppe de verre ( $q_{gi-go,cond}$ ) en même temps que l'énergie absorbée.

L'énergie renvoyée par convection et radiation est conduite à travers l'enveloppe de verre ( $q_{gi-go,cond}$ ) en même temps que l'énergie absorbée par le tube de verre. ( $q_{go,SoAbs}$ ) En même temps que l'énergie absorbée par le tube de verre. Cette énergie est ensuite perdue dans l'environnement par convection ( $q_{go-a,conv}$ ) et par rayonnement ( $q_{go-sky,rad}$ ). [21] En conservant l'énergie à chaque surface de la section transversale du récepteur, les équations du bilan énergétique sont déterminées. Les équations du bilan énergétique sont déterminées

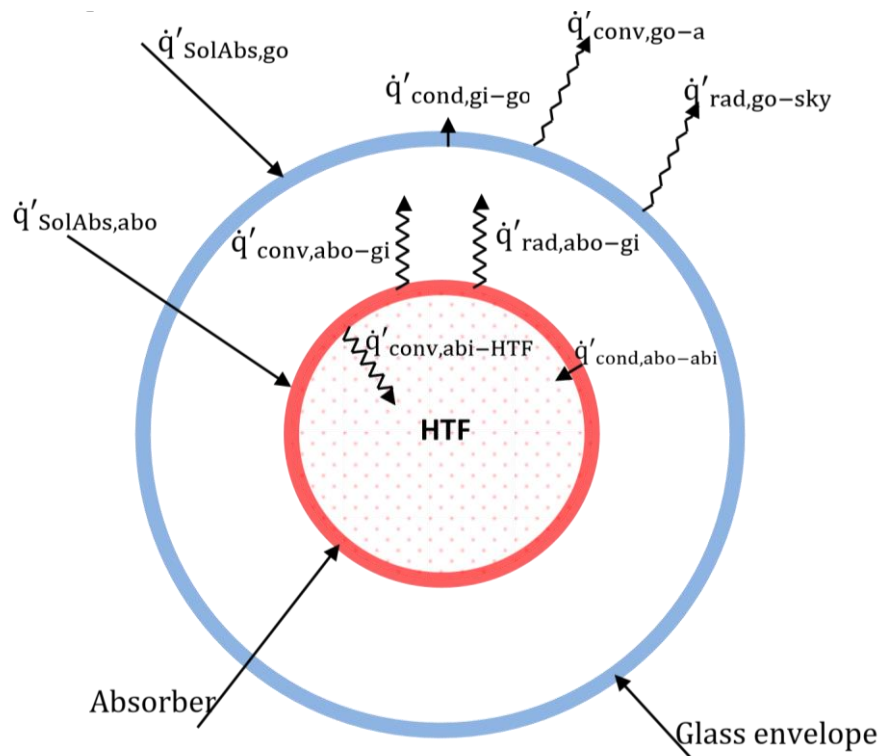


Figure II 9 Modèle de transfert de chaleur en q section transversale du HCE [20]

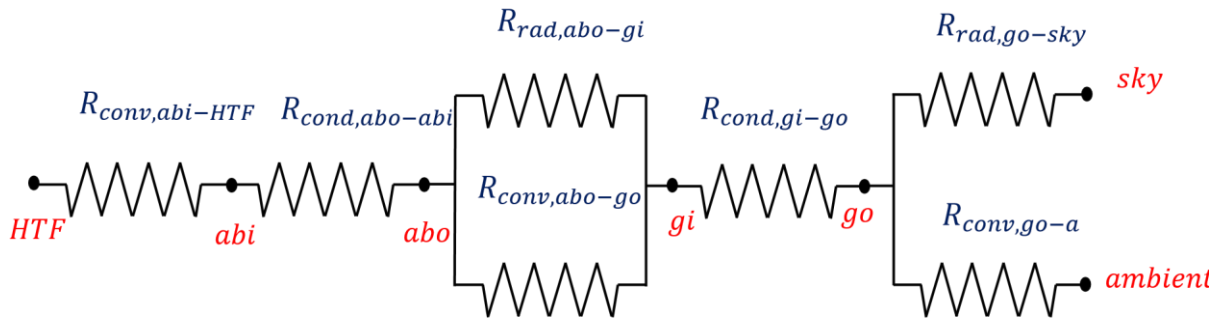


Figure II 10 Modèle de la résistance thermique[21]

$$\dot{q}'_{conv,abi-HTF} = \dot{q}'_{cond,abo-abi} \quad (II.17)$$

$$\dot{q}'_{SolAbs,abo} = \dot{q}'_{conv,abo-gi} + \dot{q}'_{rad,abo-gi} + \dot{q}'_{cond,abo-abi} \quad (II.18)$$

$$\dot{q}'_{conv,abo-gi} + \dot{q}'_{rad,abo-gi} = \dot{q}'_{cond,gi-go} \quad (II.19)$$

$$\dot{q}'_{cond,gi-go} + \dot{q}'_{SolAbs,go} = \dot{q}'_{conv,go-a} + \dot{q}'_{rad,go-sky} \quad (II.20)$$

$$\dot{q}'_{heat\ loss} = \dot{q}'_{conv,go-a} + \dot{q}'_{rad,go-sky} \quad (II.21)$$

On peut remarquer que l'absorption solaire au niveau de l'enveloppe de verre et du tube absorbeur est traitée comme un flux de chaleur, ce qui peut faciliter les termes d'absorption solaire et rendre linéaire le transfert de chaleur à travers l'enveloppe de verre et le tube absorbeur..

## II.7 Conclusion

On a présenté dans ce chapitre un aperçu général sur les concentrateurs solaires cylindro-parabolique, ses paramètres optiques, thermiques et géométriques

---

# **Chapitre III : Modélisation et résolution numérique**

---

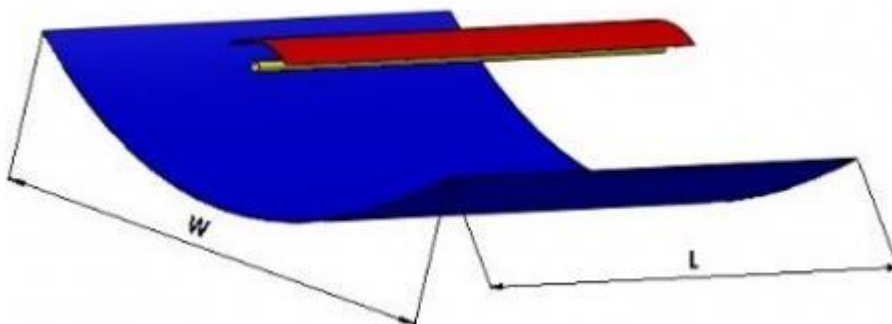
### III.1 Introduction :

Dans ce chapitre représente Une simulation du transfert de chaleur et de l'écoulement de fluide couplés dans le tube absorbant d'un prototype de CCP. Le CCP est testé dans les conditions climatiques de Laghouat (Algérie) . L'étude a été réalisée en utilisant le réflecteur secondaire pour augmenter le rapport de concentration géométrique. Le réflecteur secondaire aide à répartir plus uniformément le flux de puissance autour du tube [22]. Cette distribution uniforme peut aider à réduire la réflexion et les pertes par rayonnement. L'analyse des récepteurs CCP a été réalisée en utilisant des distributions uniformes sur la surface du tube absorbant. La méthode de lancer de rayons (Monte Carlo) est utilisée dans le logiciel **SolTrace** pour calculer la distribution du flux dans chaque cas. Les équations de l'écoulement des fluides et le transfert de chaleur dans le système sont résolues à l'aide du logiciel **ANSYS-CFX CFD** avec l'utilisation de deux fluides caloporteurs dans le but de faire une étude comparative

### III.2 Collecteur à cylindre parabolique contrôlé avec réflecteur secondaire

#### III.2.1 Matériels et méthodes :

Le CCP est un système focalisé en ligne qui utilise un réflecteur parabolique pour focaliser le rayonnement solaire sur un récepteur linéaire. Le réflecteur est l'une des parties vitales du CCP car il décide quelle partie du rayonnement solaire sera collectée par le tube absorbant. Le système considéré dans ce travail est un prototype de longueur 1 m et une superficie de  $1 \times 1 \text{ m}^2$ . [22]



**Figure III. 1: Module CCP avec réflecteur secondaire**

Nous avons introduit un réflecteur secondaire, qui a une forme cylindrique parabolique, qui a été réalisé en suivant les mêmes étapes que le réflecteur principal avec une différence de hauteur (voir Figure III.1). Le CCP dispose d'un système de suivi à axe unique, d'est en ouest et

est positionné dans une direction sud-nord. L'eau et l'huile sont choisies comme des fluides caloporteurs. L'énergie thermique gagnée par le fluide de travail peut être utilisée dans diverses applications telles que les systèmes de chauffage et de refroidissement de l'air.

La concentration d'énergie est mesurée par un coefficient dit de concentration géométrique défini par le rapport de l'ouverture du collecteur  $A_a$  et de la surface du récepteur  $A_{abs}$  :

$$C = \frac{A_a}{A_{abs}} \quad (\text{III.1})$$

### III.3 Représentation schématique :

La figure (III.2) montre le modèle thermique proposé d'un condenseur solaire parabolique cylindrique avec un réflecteur secondaire. Les paramètres géométriques du collecteur cylindro-parabolique et du tube absorbeur pour cette étude sont présentés dans la figure (III.2). La figure (III.2) représente le schéma d'un tube absorbeur.

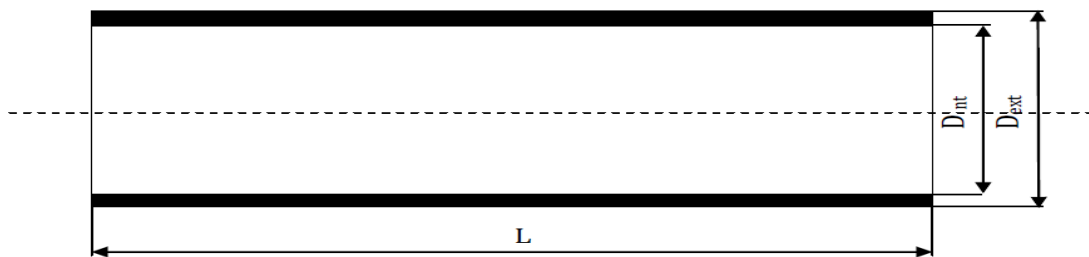


Figure III. 2: Schéma d'un tube absorbeur

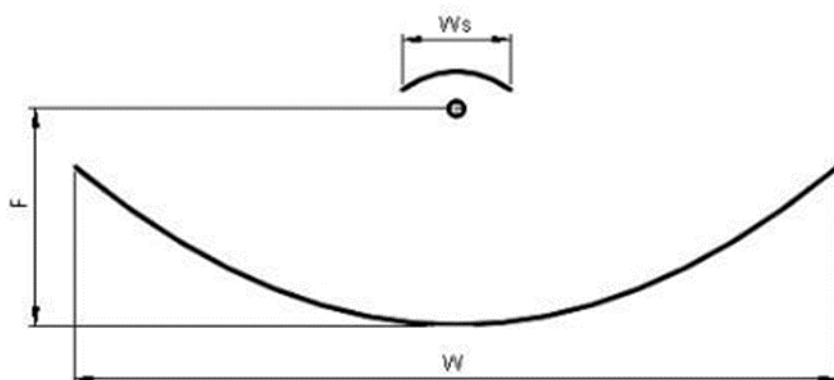


Figure III. 3 : Schéma d'un CCP avec réflecteur secondaire

### III.4 Etude Optique :

La modélisation optique a été effectuée à l'aide du logiciel SolTrace . Le système optique du concentrateur, considéré dans notre étude est composé de la surface réfléchissante du concentrateur et de l'absorbeur et réflecteur secondaire. Le tableau (III .1) présente les paramètres géométriques du collecteur.

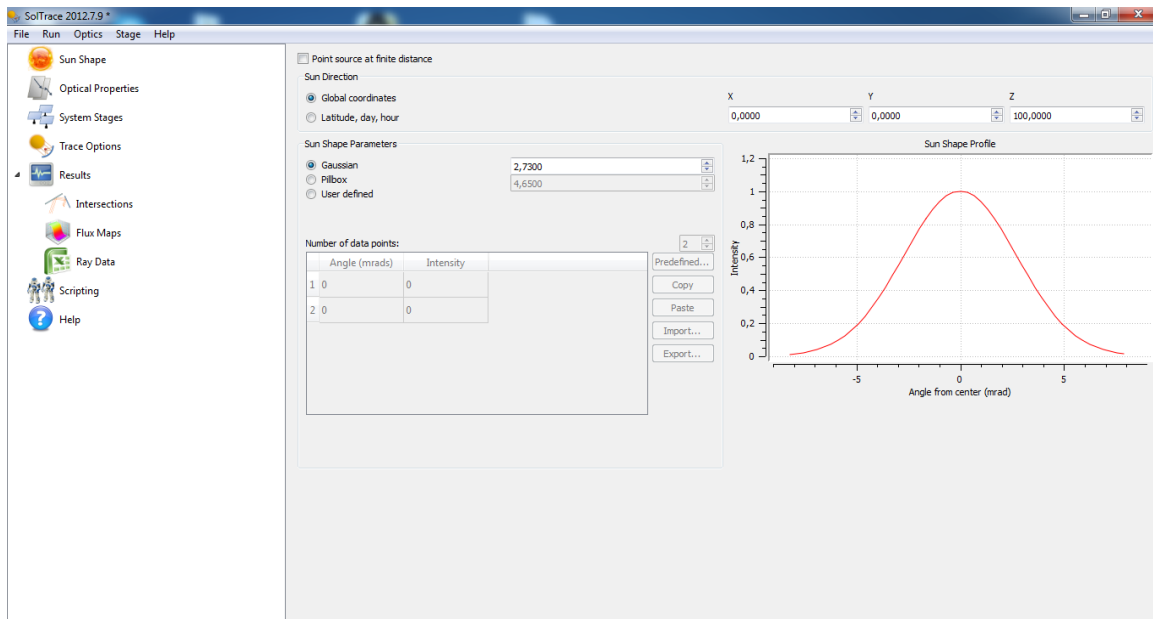
**Tableau III 1 : Les paramètres géométriques du collecteur.**

Caractéristique géométrique	Valeur
Diamètre extérieur de l'absorbeur	10 mm
Diamètre intérieur de l'absorbeur	8 mm
Longueur de réflecteur	1 m
Largeur de réflecteur	1m
Longueur de réflecteur secondaire	1m
largeur de réflecteur secondaire	1 m
Hauteur de l'absorbeur	0.21m
Hauteur de réflecteur secondaire	0.28m

#### III.4.1 Présentation de Logiciel SolTrace :

SolTrace est un logiciel développé au Sein National RenewableEnergyLaboratory(NREL) pour modéliser les systèmes d'énergie solaire (CSP) et analyser leurs performances optiques Figure (III.3), Ce logiciel utilise la méthode dite de Monte Carlo. L'utilisateur choisit le nombre de rayons qu'il souhaite lancer depuis le soleil. Le logiciel produit alors de manière aléatoire une série de rayons. [23]

Le principe de base est ensuite de calculer la trajectoire de chaque rayon pour voir comment il interagit avec les différents éléments du système et de pouvoir ainsi déterminer le nombre de rayons qui impactent chaque surface. À toutes les étapes, le logiciel détermine l'angle de réflexion de chaque rayon en fonction de son point d'impact, de son angle d'incidence et de la géométrie de la surface. Cette méthode de calcul reproduit le parcours réel des photons. En utilisant un grand nombre de rayons, elle permet d'avoir des résultats précis même avec des systèmes optiques complexes.[23],voir la figure III .4



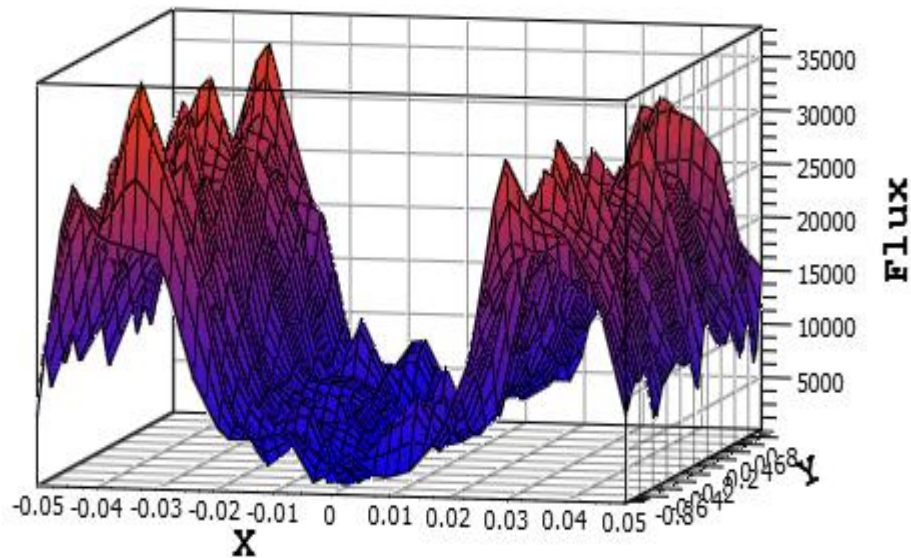
**Figure III. 4 : Interface de Soltrace**

À l'extrême gauche, des icônes pour différentes étapes de la création et de l'exécution d'une simulation de traçage des rayons:

- Définition de la forme du soleil
- Propriétés optiques du matériel
- Options Ray-trace
- Résultats

**Les résultats qui nous avons obtenus sont :**

- Le flux solaire collecté par les deux différents composants; réflecteur et récepteur et réflecteur secondaire
- Intersection des rayons avec le récepteur et réflecteur secondaire, en 3-D Figure (III.5).
- La distribution du flux solaire le long de la paroi extérieure du tube absorbeur en 3D figure (III.4).
- Le contour de l'intensité de flux le long de la paroi extérieure du tube absorbeur en 2-D.



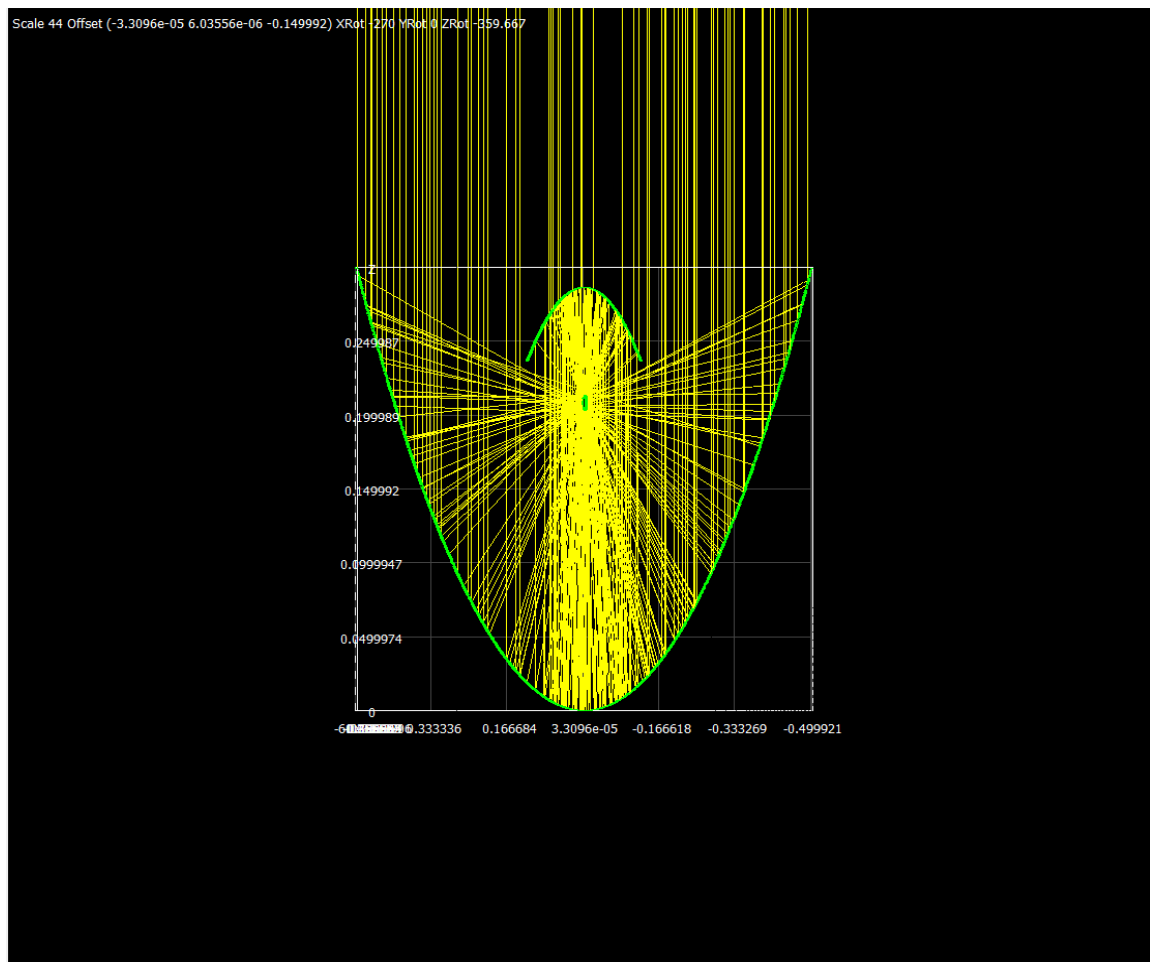
**Figure III. 5 : Distribution moyenne du flux thermique au niveau de l'absorbeur avec IND=1000 [W/m<sup>2</sup>] en 3D**

#### **III.4.2 La méthode de Monte Carlo (MMC) :**

La méthode de (MMC) est une méthode mathématique basée sur les probabilités, cette méthode est très utilisée dans plusieurs domaines (traitement d'image, énergies renouvelables et surtout dans les phénomènes radiatifs). C'est une technique qui consiste à lancer un nombre de rayons ou bien des photons à partir d'une source lumineuse par exemple le soleil. Chaque particule transporte une certaine quantité d'énergie. On suit la trajectoire de chacune des particules. Cette méthode est bien adaptée aux géométries très complexes, et aux phénomènes de réflexion, réfraction et transmission, seulement il est nécessaire de lancer un nombre très important de rayons pour approcher correctement les phénomènes. Aujourd'hui il existe plusieurs codes basés sur cette méthode, comme le code SOLTRACE, ces derniers sont utilisés pour la simulation optique des différents systèmes. Par exemple : La concentration du rayonnement solaire à l'aide d'un concentrateur cylindro parabolique.[23]

### III.4.3 Tracé laser :

La répartition du flux de chaleur sur le tube absorbeur est essentielle pour l'analyse du transfert de chaleur. Certaines études ont montré que la répartition du flux de chaleur sur l'absorbeur affecte de manière significative les performances thermiques du récepteur CCP. Dans le présent travail, le programme SolTrace, qui utilise la méthode Monte Carlo, est utilisé pour calculer la distribution du flux solaire sur le tube absorbeur. Le soleil a été modélisé comme une distribution gaussienne avec un angle conique de 2,73 mrad. Un système de suivi CCP idéal a été supposé où le rayonnement naturel direct a été pris comme  $1000\text{W}/\text{m}^2$  pour toutes les simulations de lancer de rayons. L'erreur de régression et le reflet dans le miroir ont été considérés comme 3 mrad. Un échantillon de lancer de rayons dans SolTrace est illustré à la figure III .6. La distribution du flux solaire obtenue à partir du lancer de rayons est présentée comme une condition paramétrique dans l'analyse thermique discutée dans la section suivante.



**Figure III. 6 Rayons incidents sur l'absorbeur sur l'absorbeur pour avec réflecteur secondaire**

Les conditions de simulation sont les suivantes : le matériau de la plaque réfléchissante du collecteur est de l'aluminium avec une réflectivité de 1 ; l'erreur de forme est de 3 mrad ; L'erreur de réflexion spéculaire est de 0,5 mrad. Pour le réflecteur secondaire, la réflectivité du tube collecteur métallique est de 0,05 ; l'erreur de forme est de 0,0001 mrad ; et l'erreur de réflexion spéculaire est de 0,0001 mrad.

### III.5 Méthode des volumes finis :

La méthode des Volumes Finis consiste à intégrer, sur des volumes élémentaires, les équations écrites sous forme intégrale. C'est une méthode particulièrement bien adaptée à la discrétisation spatiale des lois de conservation, contrairement aux Eléments Finis, et est ainsi très utilisée en mécanique des fluides. Sa mise en œuvre est simple si les volumes élémentaires ou "volumes de contrôle" sont des rectangles en 2D ou des parallélépipèdes en 3D. Cependant, la méthode des Volumes Finis permet d'utiliser des volumes de forme quelconque et donc de traiter des géométries complexes, contrairement aux Différences Finies.

Comme la plupart des codes commercialisés tels que : PHOENICS, STAR-CD, ...etc. Le code ANSYS utilise la méthode des volumes finis pour la modélisation numérique.

La technique comprend deux étapes importantes :

- Le maillage : il consiste à diviser le domaine en plusieurs intervalles réguliers appelés volumes de contrôle.

- La discrétisation : lors de cette étape les équations sont intégrées dans les volumes de contrôle.

[24]

### III.6 ANSYS ICEM CFD:

ICEM CFD est un logiciel utilisé pour la CAO (Conception Assistée par Ordinateur) et la génération de maillage. Il permet de créer des maillages structurés, non structurés, multi-blocs ainsi que des réseaux hybrides avec différentes géométries de cellules. Les maillages créés peuvent ensuite être exportés vers différents logiciels de CFD tels que CFX, Fluent ou STARCCM+. Icem CFD est un mailleur et n'est normalement pas destiné à créer des géométries trop élaborées. Toutefois, lorsque la géométrie est simple, il suffit amplement.

La création d'un maillage sous Icem CFD se fait en plusieurs étapes, il faut dans un premier temps créer la géométrie souhaitée, puis créer le maillage et enfin mettre en place les conditions limites.

Une fois toutes ces étapes effectuées, il ne reste plus qu'à exporter le maillage et la géométrie ainsi créée vers le logiciel souhaité, dans notre cas CFX-Pre. [25]

Les étapes suivantes sont utilisées pour la création de la géométrie et du maillage à l'aide du logiciel Icem CFD :

### III.6.1 Création de la géométrie :

- Création des points délimitant le domaine.
- Création des cotés en connectant les sommets pour former le domaine.

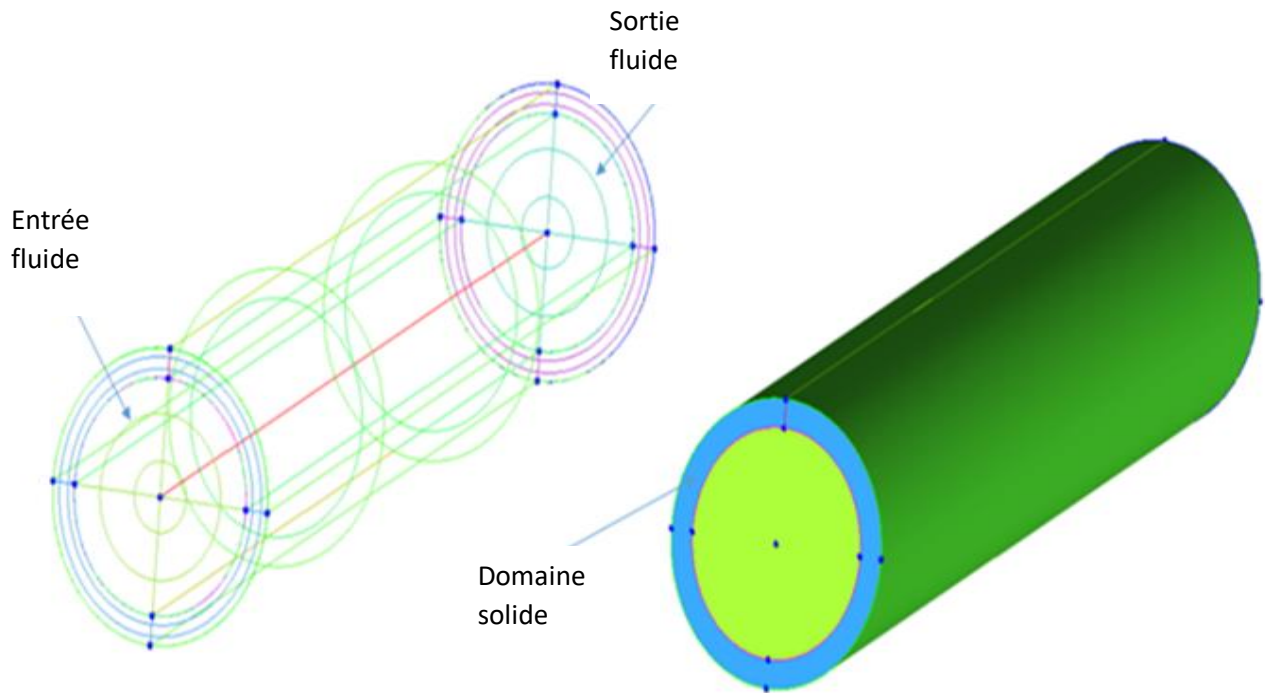
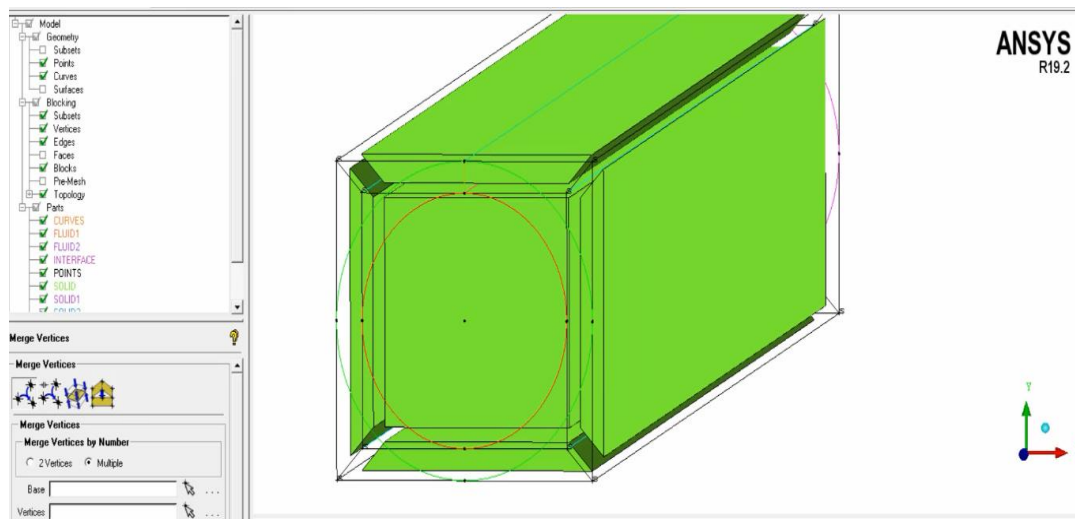


Figure III. 7 : Géométrie réalisée par le logiciel Icem CFD

### III.6.2 Création du maillage :

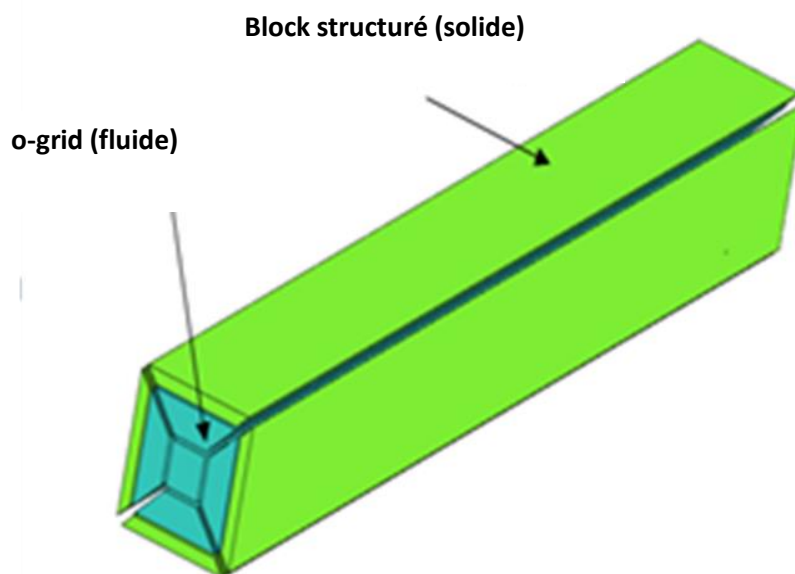
- Génération des blocs, qui sont des quadrilatères sur lesquels on définit les propriétés du maillage.
- Division des blocs (dans les cas où la géométrie nécessite plusieurs blocs, comme notre cas).
- Association des blocs aux éléments de la géométrie. Chaque côté d'un bloc ("edge") sera associé à une courbe ("curve") de la géométrie. (Voir figure III.8)
- Définition des propriétés du maillage des côtés des blocs.
- Maillage de l'objet géométrique.



**Figure III. 8 : maillages réalisés par le logiciel ICEM CFD**

Le domaine physique est composé de deux sous-domaines solide et fluide. Pour analyser numériquement cet assemblage, nous utilisons la méthode de la stratégie des blocks dans le générateur de maillage ANSYS-ICEMCFD.

Cette technique permet de définir chaque domaine (fluide et solide) dans le solveur. Comme le montre la figure III.9, deux blocs sont fusionnés. Le bloc structuré représente le domaine solide (tube) et le bloc O-grid représente le domaine fluide.



**Figure III. 9 : la stratégie des blocks**

### III.7 Conditions aux limites :

Pour résoudre un problème transitoire nous devons introduire la solution à l'instant initial ( $t = 0$ ) pour pouvoir démarrer le processus de résolution en temps. Dans notre cas, le domaine solide-fluide est initialisé comme suit : Au temps  $t=0s$ , on considère que le fluide et le solide sont à la même température  $T_0$  ; la vitesse et la pression du fluide sont mises à zéro. Pour résoudre le problème dans l'espace, les conditions aux limites doivent être spécifiées. La figure III.10 illustre les conditions aux limites appliquées au tube absorbant.

- A l'entrée du tube, un débit massique est imposé.
- A la sortie du tube, le même débit massique est imposé.

Le débit massique est choisi afin d'assurer un écoulement laminaire à l'intérieur du tube. Un flux laminaire est déterminé par la condition ( $Re < 2000$ ), où  $Re$  est le nombre de Reynolds, donné par l'expression suivante :

$$R_e = \frac{\rho V d_{in}}{\mu} \quad (III.2)$$

Où,  $V$  est la vitesse moyenne d'écoulement à travers le tube ;  $\mu$  est la viscosité dynamique du fluide ; et  $d_{in}$  est le diamètre interne du tube absorbant.

- Sur la surface latérale du tube, un flux thermique transitoire est imposé en permanence. Cette quantité variant dans le temps, nous avons utilisé des fonctions d'interpolation temporelle (fonctions gaussiennes). Ces fonctions sont implémentées dans le solveur sous forme d'expressions en utilisant le langage CEL.
- Une interface de domaine doit être spécifiée à l'interface solide-fluide.

En plus des conditions initiales et des conditions aux limites, certaines configurations du solveur sont nécessaires. Le modèle laminaire est sélectionné pour résoudre l'écoulement de fluide et le modèle d'énergie thermique est sélectionné pour résoudre le transfert de chaleur conjugué. Le pas de temps choisi est de 5 min, tandis que le temps total de simulation est de 8 heures. La précision du calcul est définie sur  $10^{-4}$  en termes d'erreur quadratique moyenne (RMSE) pour toutes les variables. Le schéma d'advection est défini sur Haute résolution et la méthode d'Euler vers l'arrière du second ordre est sélectionnée pour le schéma transitoire.

Dans ces conditions, le solveur CFX résout le système d'équations (5)-(7). Le résultat visé est bien entendu la température de l'eau, à la sortie du tube récepteur, en fonction du temps. Les

conditions aux limites du flux de chaleur sont implémentées dans le solveur CFX en utilisant le langage d'expression CFX (CEL).

### III.8 Les équations gouvernantes :

L'énergie utile gagnée par le tube absorbeur s'exprime comme suit :

$$\dot{Q}_u = \dot{m} C_p (T_{out} - T_{in}) \quad (\text{III.3})$$

Le rendement instantané de CCP est défini comme suit :

$$\eta = \frac{\dot{Q}_u}{I_b A_a} \frac{C_p \dot{m} (T_{out} - T_{in})}{I_b A_a} \quad (\text{III.4})$$

$A_a$  est l'aire d'ouverture du miroir parabolique ;  $I_b$  est l'intensité du rayonnement solaire,  $\dot{m}$  est le débit massique de fluide à travers le tube, et  $T_{in}$  et  $T_{out}$  sont les températures successivement à l'entrée et à la sortie du tube.

Les équations de l'écoulement du fluide et le transfert de chaleur conjugué dans le tube absorbant sont données comme suit [26] :

- L'équation Continuité :

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho U) = 0 \quad (\text{III.5})$$

- L'équation quantité de mouvement :

$$\frac{\partial (\rho U)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho U \otimes U) = -\nabla p + \mu \nabla \cdot \nabla U \quad (\text{III.6})$$

- L'équation d'énergie :

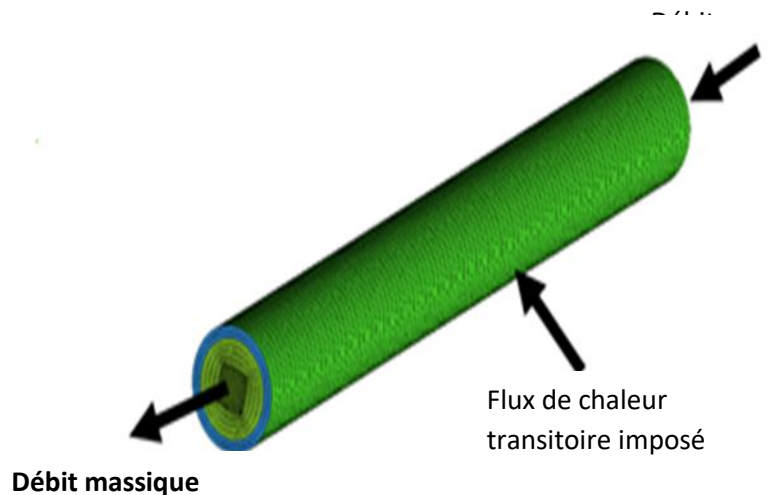
$$\frac{\partial(\rho h)}{\partial t} + \nabla(\rho U h) = \nabla \cdot (\lambda \nabla T) \tag{III.7}$$

Où, U est le vecteur de vitesse, p est la pression du fluide, T est la température et h est l'enthalpie.

Notez que l'équation (III.6) est appliquée pour les deux domaines fluide et solide. Dans la présente étude, nous considérons le cuivre comme matériau du tube absorbeur et l'eau comme fluide de travail. Les propriétés physiques du cuivre et de l'eau sont prédéfinies dans le solveur CFX. et Les propriétés physiques du huile (Therminol VP1 ) est présenté dans le tableau suivant :[27]

**Tableau III 2 Les propriétés physiques de l'huile (Therminol VP1)**

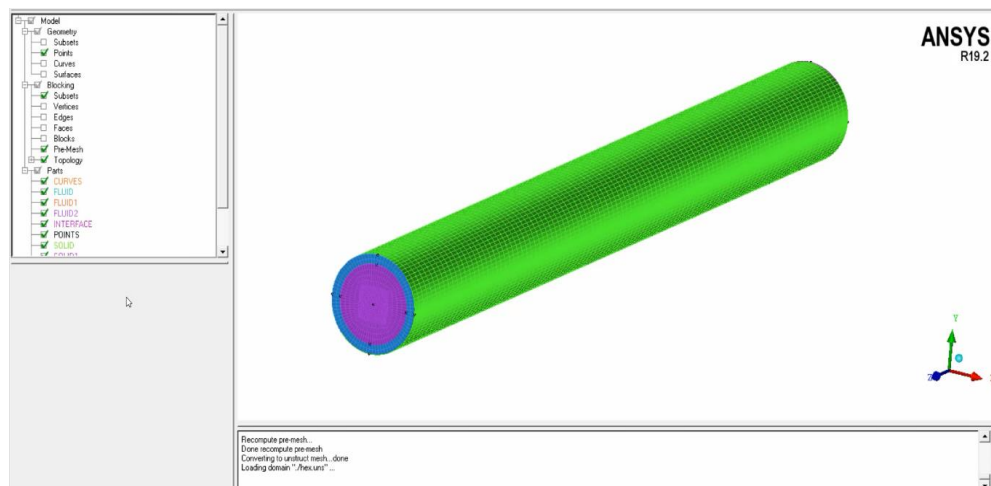
Temperature °C	Density kg/m <sup>3</sup>	Thermal Conductivity W/m.K	Heat Capacity kJ/kg.K	Viscosity		Vapour pressure (absolute) kPa*	Enthalpy kJ/kg	Latent Heat vap. kJ/kg
				Dynamic mPa.s	Kinematic mm <sup>2</sup> /s**			
12	1071	0,137	1,523	5,48	5,12	.	0	419,0
20	1064	0,136	1,546	4,29	4,03	.	12,3	414,7
30	1056	0,135	1,575	3,28	3,10	.	27,9	409,3
40	1048	0,134	1,604	2,60	2,48	.	43,8	403,9
50	1040	0,133	1,633	2,12	2,03	.	60,0	398,6
60	1032	0,132	1,662	1,761	1,707	.	76,4	393,3
70	1024	0,131	1,690	1,492	1,458	.	93,2	388,1
80	1015	0,130	1,719	1,284	1,265	.	110,3	382,9
90	1007	0,129	1,747	1,119	1,111	.	127,6	377,8
100	999	0,128	1,775	0,985	0,986	0,5	145,2	372,7



**Figure III. 10 : Illustration des conditions aux limites appliquées sur le tube absorbeur avec de l'eau comme fluide caloporteur**

✓ **Maillage final :**

Une fois toutes les conditions aux limites créées, le maillage va être sauvegardé et exporté pour pouvoir être utilisé par un solveur. Comme on travaille en 3D, il faut bien choisir le maillage 3D et donner un nom au maillage pour pouvoir le retrouver facilement



**Figure III. 11 : Géométrie et maillages réalisés par le logiciel ICEM CFD**

### III.9 Présentation du logiciel CFX :

CFX- est un logiciel général de simulation numérique d'écoulements en mécanique des fluides et transfert thermique. Ce logiciel permet de mettre en œuvre une simulation numérique complète de la modélisation, de la création géométrique, et la visualisation des résultats, en passant par la création du maillage et le calcul.

Le logiciel CFX-19., est divisé en 3 modules : CFX-pre, CFX-solve et CFX-post. Chaque module a une utilisation bien spécifique (figure III.12)

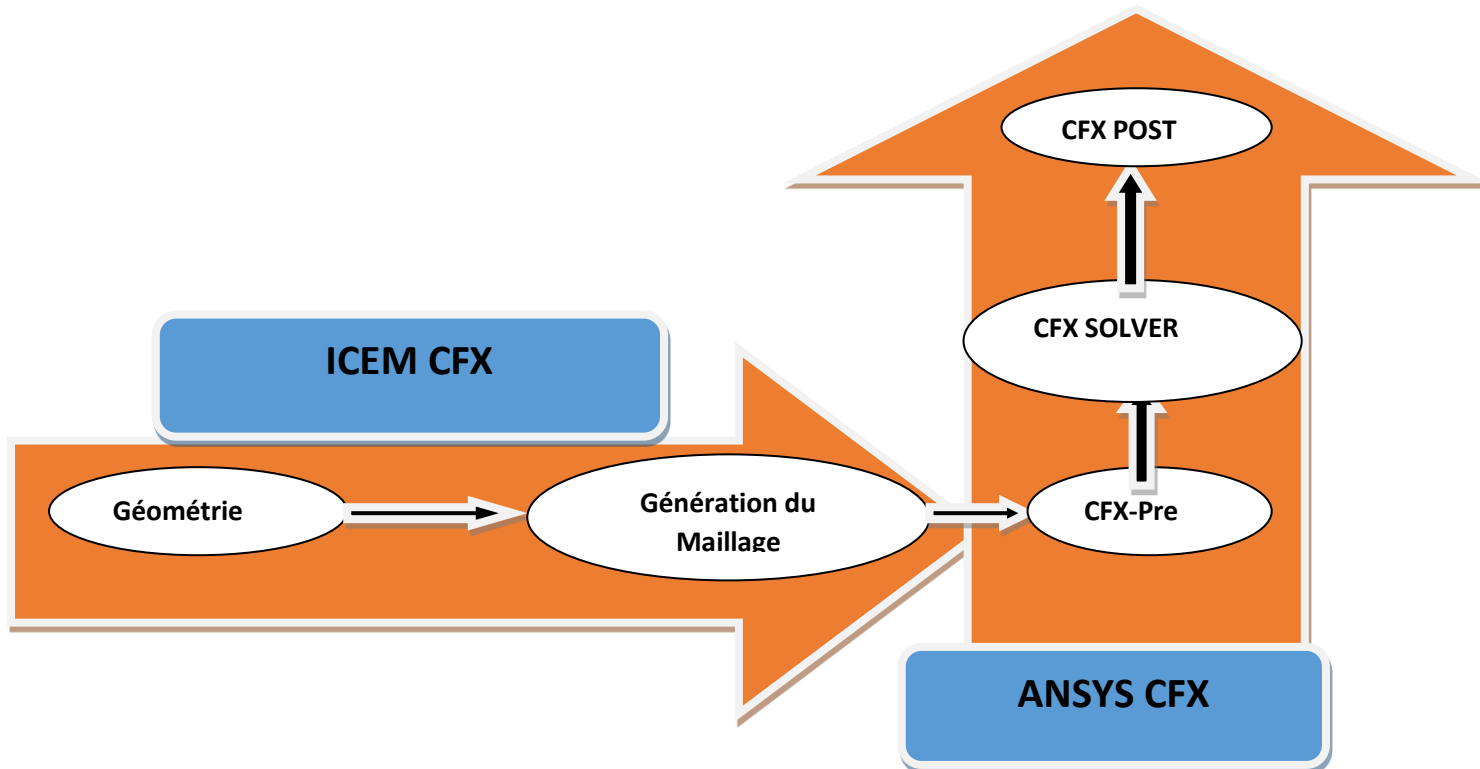


Figure III. 12 : Les modules principaux du CFX [26]

### III.9.1 Préparation du solveur - CFX pre :

Le module CFX-Pre Figure (III.13) permet quant à lui de définir les conditions aux limites et initiales du système, ainsi que les équations à résoudre, le type de résolution (régime permanent ou transitoire), les paramètres du solveur, parmi lesquels: le pas de temps, le nombre d'itération, le critère de convergence ainsi que la nature des fluides (ou solides) en présence.

Les conditions aux limites sont de 3 types : inlet, outlet, opening, wall :

- Les conditions de type inlet sont utilisées dans le cas d'un écoulement entrant à l'intérieur du domaine.
- Les conditions de type outlet sont quant à elles utilisées dans le cas d'un écoulement sortant à l'extérieur du domaine.
- La condition opening est utilisée dans le cas d'une méconnaissance de la nature entrante ou sortante de l'écoulement.
- La condition aux limites de type wall est attribuée aux parois imperméables à l'écoulement.

Une fois tous les paramètres définis, CFX-Pre génère un fichier «.def» qui contient toutes les informations relatives au maillage, aux conditions aux limites et initiales, ainsi que tous les autres paramètres introduit dans CFX-Pre. C'est ce fichier qui va être à la base de travail du solveur

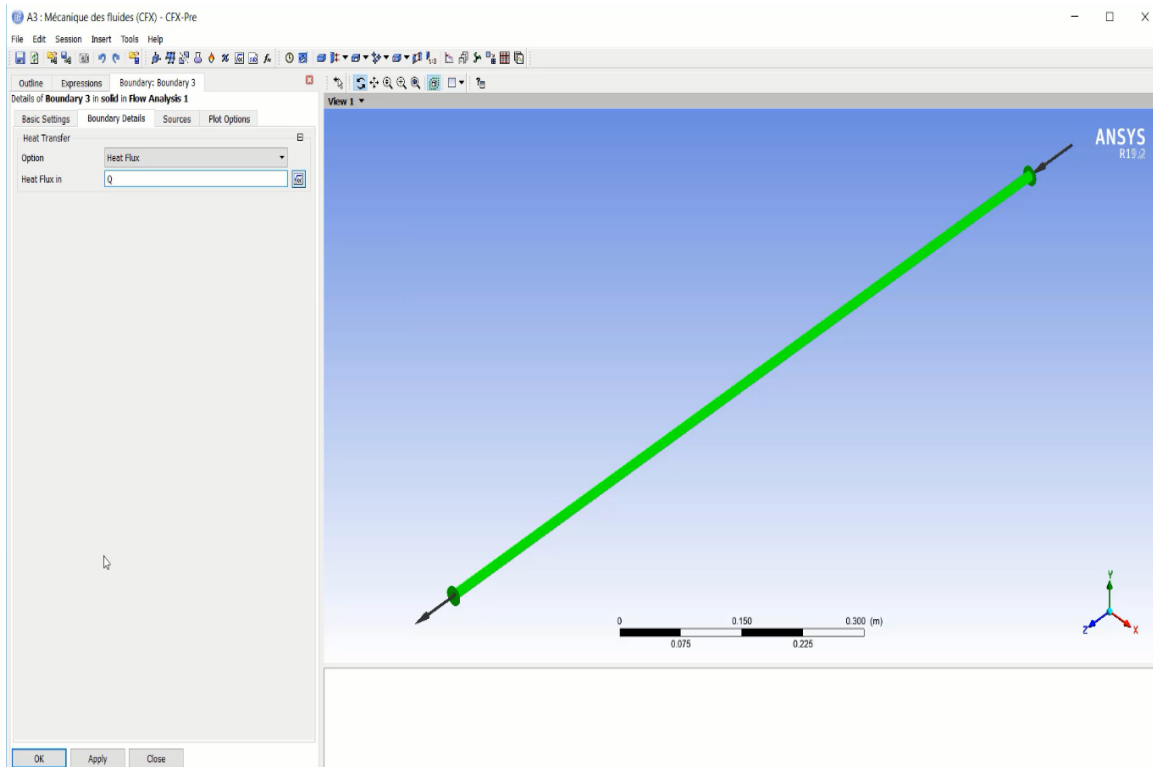


Figure III. 13 : Interface graphique du module CFX-Pre.[26]

### III.9.2 CFX- Solver :

Le module CFX-solve Figure(III.14) est le module qui effectue les calculs. Il est basé sur l'intégration des équations de Navier Stockes dans chaque maillage et dispose de modèles supplémentaires pour prendre en compte le régime laminaire et le rayonnement thermique.

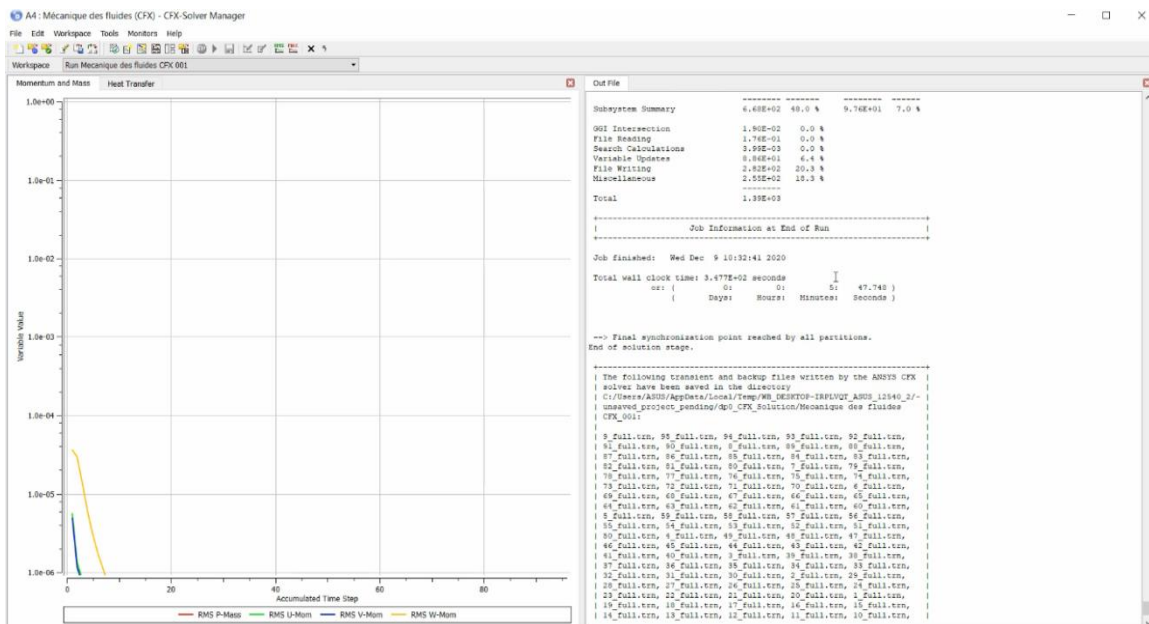


Figure III. 14 : Interface graphique du module CFX-Solver

Dans le cas d'une résolution en régime permanent, le calcul se poursuit jusqu'à ce que, soit le nombre maximal d'itération demandé par l'utilisateur est atteint, soit la solution satisfait au critère de convergence. Dans le cas d'une résolution en régime transitoire, le calcul prend fin lorsque la durée de résolution du phénomène étudiée est atteinte

A la fin de son calcul, CFX-solve génère deux types de fichiers :

- un fichier « .out » lisible par un éditeur de texte. Ce fichier résume le déroulement du calcul. Il contient, entre autres, les informations du .def, ainsi que le bilan masse du système.
- un fichier « .res » qui contient l'ensemble des résultats. Ce fichier est directement exploitable par CFX-post [26]

### III.9.3 CFX-Post :

Le module CFX-post Figure(III.15) est un outil graphique permettant le traitement et la visualisation des résultats. Il permet d'appliquer des textures sur la géométrie, de visualiser des contours, des iso-surfaces, des lignes de courant, des champs de vitesses. Il permet également l'exportation des résultats sous forme numérique, comme par exemple la valeur des différentes variables sur chaque noeud, sous forme photographique et même sous forme d'animation.

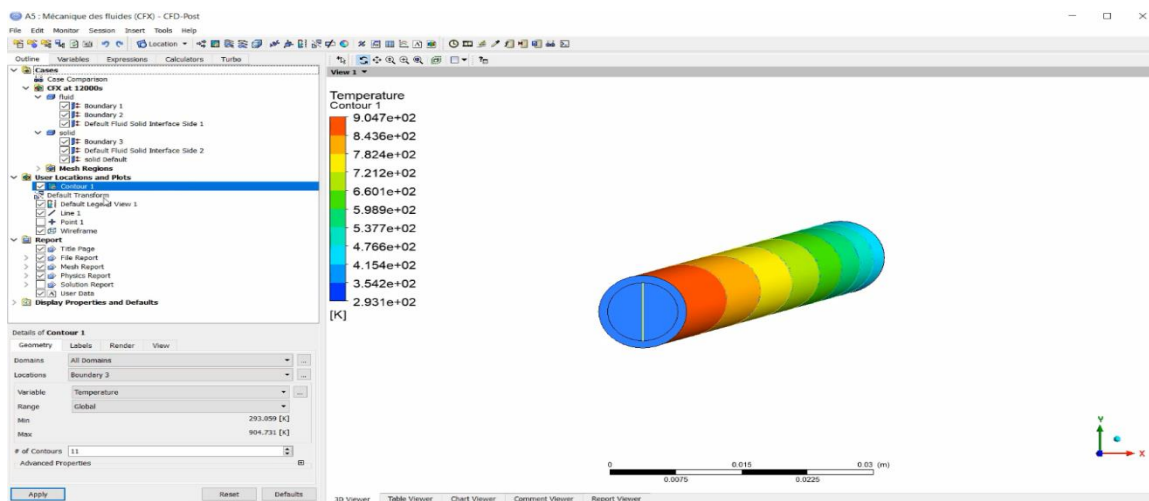


Figure III. 15 : Interface graphique du module CFX Post.

**III.10 Conclusion :**

La technologie de réflecteurs cylindro-paraboliques est la plus fréquente. Actuellement, elle est utilisée par les plus puissantes centrales solaires au monde. A la fin de ce chapitre, nous pensons qu'il est utile de rappeler les principales étapes du développement de la modélisation numérique de CCP, celle-ci est réalisée en deux étapes : une modélisation optique établie avec le logiciel SolTRACE avec la méthode Monte-Carlo (MCRT) qui est une méthode mathématique basée sur les probabilités et qui permet de quantifier le flux solaire concentré reçu au niveau de l'absorbeur, sont interpolées par des fonctions gaussiennes et implémentées dans le solveur CFX comme conditions aux limites du flux de chaleur transitoire. Ensuite, la modélisation numérique du transfert de chaleur conjugué et de l'écoulement du fluide à l'intérieur du tube de l'absorbeur. Modélisation CFD de l'absorbeur avec le logiciel ANSYS-CFX, pour déterminer la distribution de la température et par conséquent l'énergie absorbée par le tube.

---

# **Chapitre IV : Résultats et discussion**

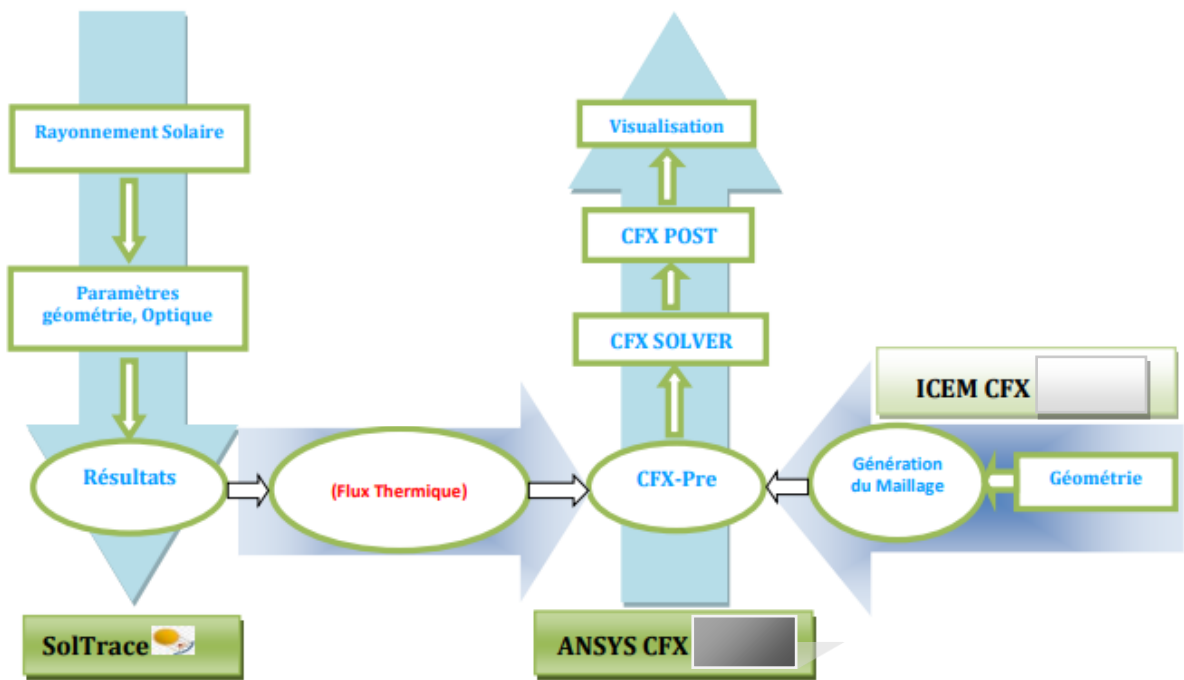
---

**IV.1 Introduction :**

Dans un premier temps, la géométrie et les performances du capteur solaire ont été déterminées à l'aide d'un modèle optique développé avec le logiciel SolTrace, ce qui a permis de quantifier la distribution du flux solaire sur le tube absorbeur. Ensuite, les résultats de la simulation optique, qui détermine la distribution de l'énergie solaire sur le tube absorbeur, sont pris comme conditions limites. Les valeurs de densité de flux solaire pour une journée ont été prises. Le code SolTrace est utilisé pour déterminer la distribution du flux de chaleur sur le tube absorbeur. Les équations conjuguées de transfert de chaleur et d'écoulement des fluides dans le tube absorbeur sont résolues à l'aide du logiciel ANSYS-CFX CFD.

Et pour finir, une comparaison entre deux cas pour deux fluide différent (eau et therminol VP -1) afin d'obtenir une haute température du HTF dans la sortie de l'absorbeur et de tirer une conclusion.

La figure suivante représente les procédures principales pour notre simulation. Dans ce chapitre nous allons présenter l'ensemble des résultats issus de la simulation numérique, voir la figure IV.1.

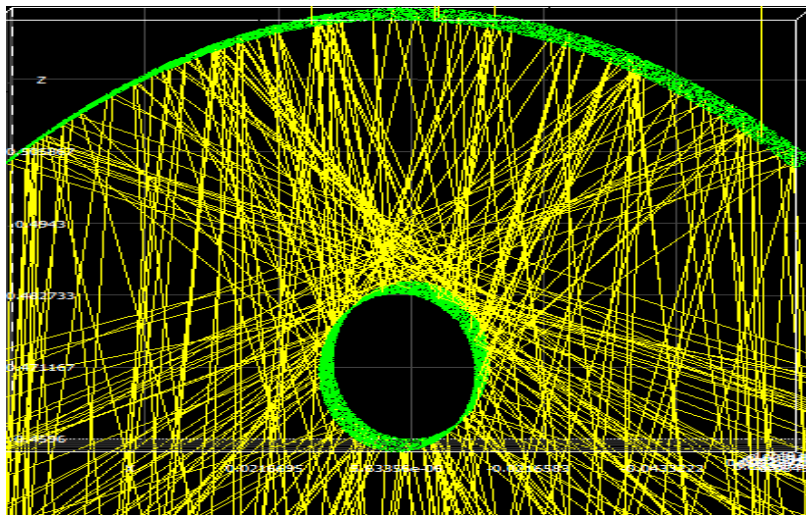


**Figure IV . 1 Organigramme des étapes principales de la simulation**

#### IV.2 Modélisation optique de différentes géométries de réflecteur secondaire :

L'objectif principal de la modélisation optique est de déterminer la puissance de concentration de dans le tube absorbeur, et l'évolution du flux thermique au niveau de l'absorbeur en fonction d'une variation de l'angle d'incidence des rayons solaires.

La figure (IV.2) montre le trajet des rayons réfléchis par le concentrateur sur le tube absorbeur. On voit sur cette figure que le tube absorbeur du CCP (Figure IV .2) est soumis à un flux solaire concentré sur la partie inférieure et la partie supérieure est soumise à un flux solaire concentré ; et ajout d'un réflecteur secondaire avec différentes géométries ; les rayons solaires peuvent atteindre la partie supérieure après avoir été réfléchis par les réflecteurs paraboliques supplémentaires, comme indiqué sur la figure.



**Figure IV 2 :Schéma de concentrateur cylindro-parabolique avec réflecteur secondaire (parabolique) sur SolTrace**

Le but de la modélisation optique est de déterminer Les valeurs du flux temporel de solaire autour de l'absorbeur . Les valeurs obtenues sont indiquées dans le tableau IV.1

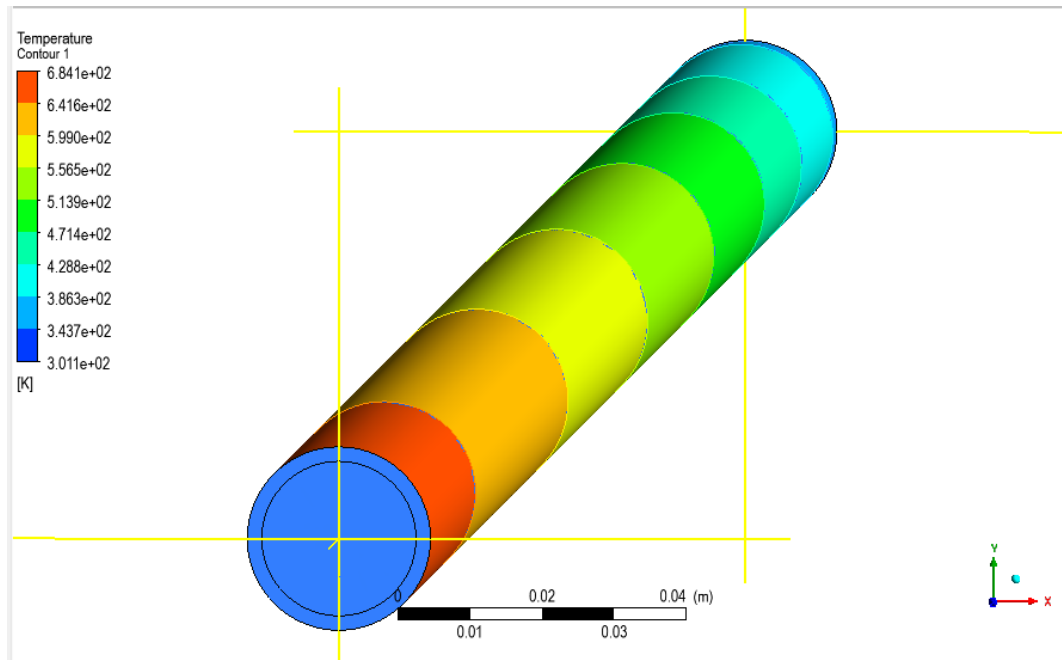
Tableau IV .1 : les valeurs obtenues sur SolTrace

Time [h]	Id (W/m <sup>2</sup> )	flux(w /m <sup>2</sup> )
09:00	399.1	13267.6
09:30	489.2	16262.9
10:00	598.7	19903.1
10:30	687.4	22851.9
11:00	688.3	22881.8
11:30	737.4	24514.1
12:00	859.8	28583.1
12:30	862.6	28676.2
13:00	826	27459.5
13:30	746.2	24806.6
14:00	653.5	21724.9
14:30	547.3	18194.4
15:00	447.4	14873.3
15:30	330.1	10973.8
16:00	227	7546.37

### IV.3 Présentation et interprétation des résultats :

#### IV.3.1 Température du tube :

Les figures IV. 3 montrent le profil de Température sur la surface extérieur du tube absorbeur d'un CCP , Comme on peut le voir, la Température augmente progressivement le long du tube jusqu'à atteindre un maximum environ 684.1 K ,



**Figure IV. 3 : Distribution de flux de chaleur par rayonnement solaire concentré sur la surface extérieure du tube absorbeur**

- **Validation :**

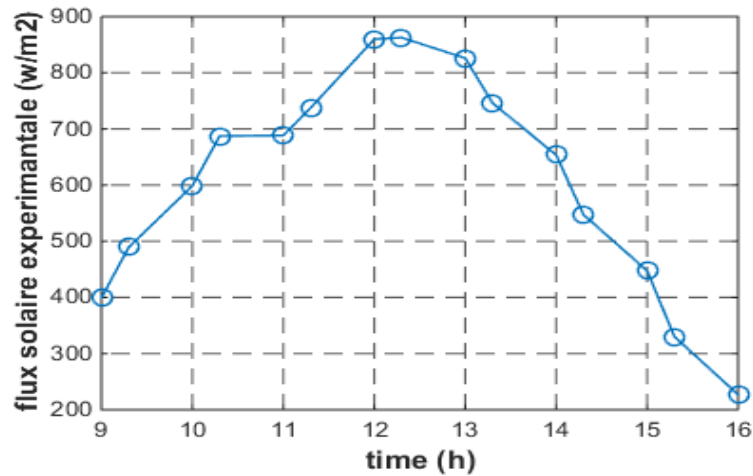
Pour pouvoir analyser les performances d'un CCP à l'aide du modèle proposé, il est important de le valider. Pour cela, le modèle est appliqué au système décrit dans la référence [28]. Il s'agit d'un CCP de petite taille équipé de deux types de second réflecteur, le réflecteur triangulaire et le réflecteur parabolique. Ici on s'intéresse qu'au réflecteur parabolique. Les résultats de la simulation sont comparés aux résultats expérimentaux rapportés dans cette référence. Les résultats à comparer sont la température du fluide (eau) en sortie du tube absorbeur. Les données et les résultats des tests sont résumés dans le tableau IV.2 et la figure IV.8. Notez que ces tests ont été effectués le 05/03/2018.

Les résultats obtenus pour la température de sortie du fluide sont présentés sur la figure IV.9. Comme on peut le voir, les valeurs de la température obtenue par simulation sont des valeurs approximatives. Par rapport aux valeurs expérimentales, on remarque une petite différence qui existe entre les deux courbes. Ceci est dû aux erreurs de calcul, aux conditions de l'expérience, ainsi qu'au stockage d'énergie. Cependant, la plage d'erreur enregistrée est d'environ 5,5 °C (écart maximal), l'erreur absolue moyenne est d'environ 2.83 °C, l'écart type est de 1.35. Selon ces valeurs, nous pouvons conclure que le modèle actuel est en bon accord avec les données expérimentales. Par conséquent, le modèle peut être utilisé pour analyser les performances optiques et thermiques du CCP.

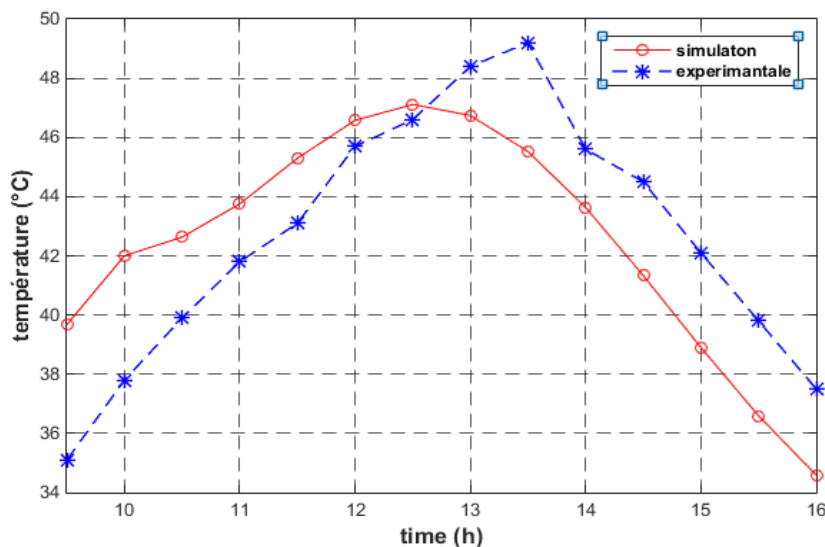
Tableau IV 1 : données expérimentales pour CCP avec réflecteur secondaire parabolique [27].

Time (h)	$I_b$ (W/m <sup>2</sup> )	$T_{in}$ (°C)	$T_{out}$ (°C)
09.00	399.1	29.5	33.5
09.30	489.2	29.6	35.1
10.00	598.7	29.6	37.8
10.30	687.4	29.8	39.9
11.00	688.3	30.1	41.8
11.30	737.4	30.2	43.1
12.00	859.8	30.9	45.7
12.30	862.6	31.5	46.6
13.00	826.0	31.8	48.4
13.30	746.2	31.9	49.2
14.00	653.5	31.6	45.6
14.30	547.3	33.3	44.5
15.00	447.4	33.4	42.1
15.30	330.1	33.0	39.8
16.00	227.0	33.2	37.5

La valeur du rayonnement solaire est obtenu chaque toutes les demi-heures (de 9h00 à 16h00), La répartition du flux thermique sur la surface latérale du tube récepteur est obtenue toutes les demi-heures, Interpolation gaussienne de la distribution de chaleur à chaque instant.

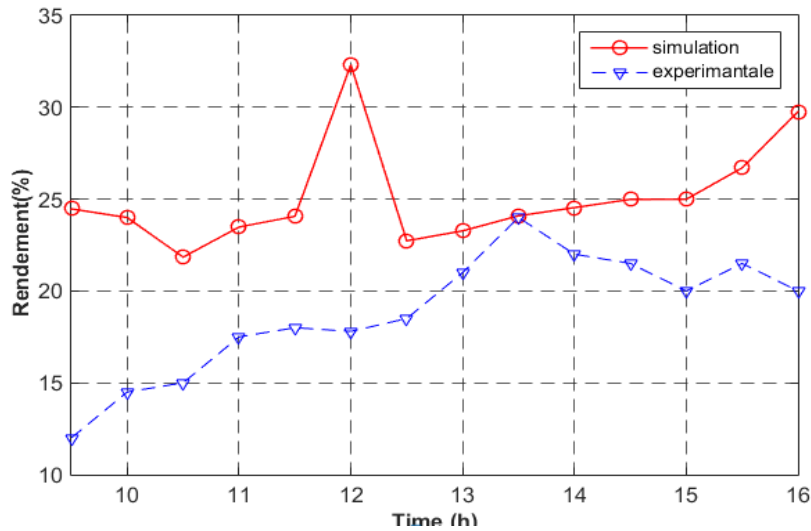


**Figure IV.4 : le flux solaire expérimental en fonction du temps pour la journée 05/03/2018**



**Figure IV.5 : Température de sortie du fluide en fonction du temps**

L'efficacité thermique instantanée du CCP a été calculée sur la base du gain de chaleur, du rayonnement solaire et de la surface d'ouverture. En pratique, l'efficacité thermique peut être affectée par plusieurs facteurs. Les valeurs d'efficacité thermique obtenues par simulation numérique et expérimentalement sont présentées dans la Figure IV.6. Comme on peut le voir, le rendement est approximativement égal à 25% dans le cas de simulation et 20% dans le cas d'expérimentale.



**Figure IV. 6 : Variation de l'Efficacité thermique instantané en fonction du temps (Comparaison entre les données expérimentales et les résultats de simulation)**

- **Données météorologiques :**

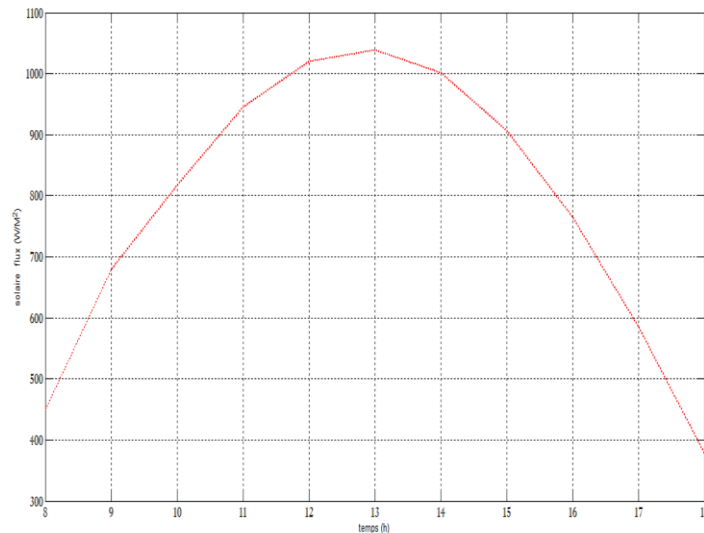
Les valeurs d'intensité du flux solaire pour le 21 juin 2022 sont répertoriées à l'aide du Pv System et les résultats sont présentés dans le tableau IV.3.

**Tableau IV 2 :** Données météo horaires des valeurs de densité de flux solaire pour la ville de Laghouat

Temps (h)	21 Juin 2022
9h.00	610
10h.00	818
11h.00	945
12h.00	1020
13h.00	1039
14h.00	1001
15h.00	907
16h.00	765
17h :00	585
18h :00	378

#### IV.4 Résultats de la simulation du modèle sur SolTrace:

La figure IV.7 représente la densité du rayonnement solaire incident. En fonction du temps pendant une journée de juin, (21 juin, 2021). Les intensités temporelles numériques du rayonnement solaire sont obtenues en utilisant le logiciel PVSYST pour un lieu (2°56 Longitude et 33°46 Latitude). A noter que pour la journée du 21 juin, le rayonnement solaire est maximal à 13.00 h, pouvant atteindre 1039 W/m<sup>2</sup>.



**Figure IV .7 : le rayonnement solaire en fonction du temps (21 juin 2021)**

La figure IV.8 montre la répartition du flux thermique sur la circonférence du tube absorbeur obtenue par traçage des rayons. La valeur du flux de chaleur est élevée sur tout le tube absorbeur en raison de la concentration du réflecteur primaire et du secondaire. Une distribution uniforme du flux de chaleur est observée sur l'absorbeur, ce qui conduit à un gradient de température élevé. Le contour et le traçage des rayons et l'intensité moyenne du flux de chaleur sur la surface extérieur, la densité moyenne du flux de chaleur de l'absorbeur est de 23200 W/m<sup>2</sup>, qui est simulée numériquement à l'aide du logiciel SolTrace (voir Figure IV.9).

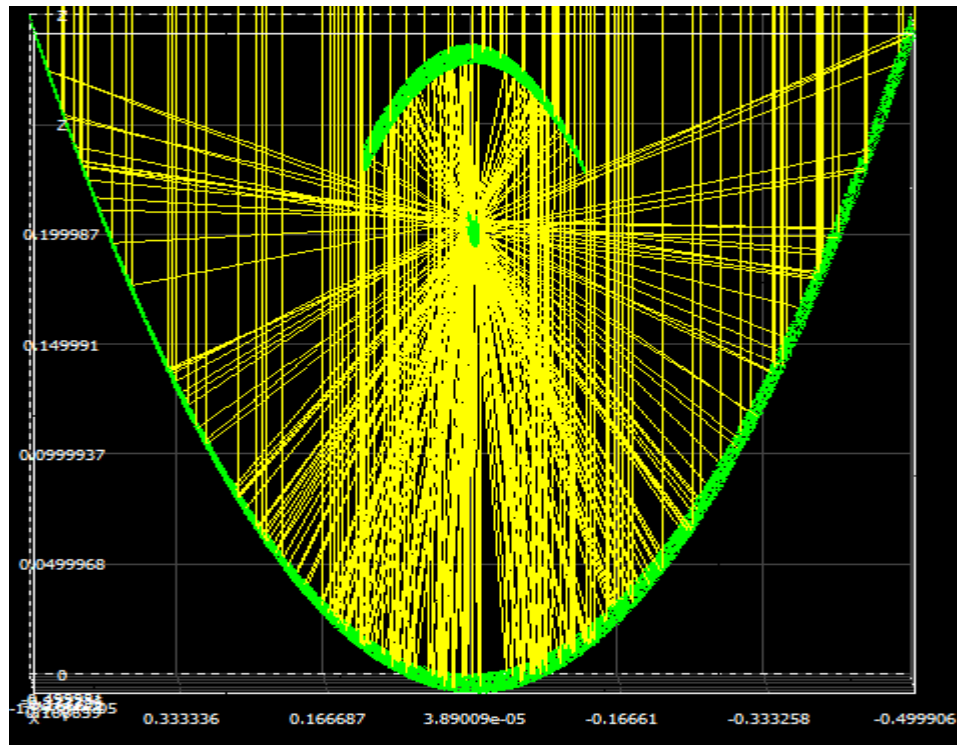


Figure IV .8 : Traçage des rayons dans le CCP avec réflecteur secondaire en Soltrace

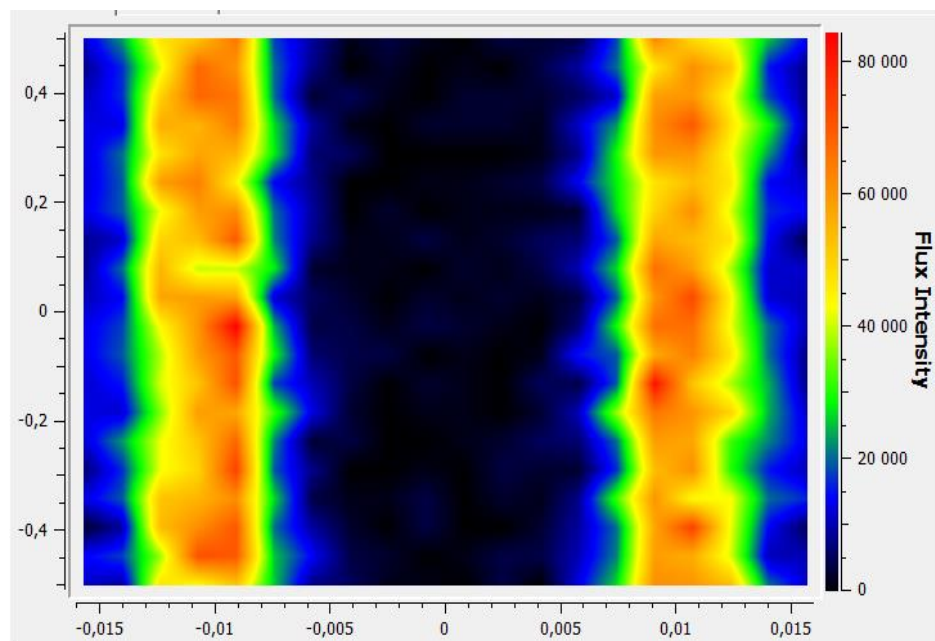


Figure IV. 9 :(a) Répartition du flux de chaleur sur la surface extérieur et (b) la carte tridimensionnelle des répartitions de flux de chaleur du cas CCP avec réflecteur secondaire de SolTrace

Tableau IV 3 : les valeurs obtenues par le logiciel SolTrace

Temps [h]	Id (W/m <sup>2</sup> )	flux (W/m <sup>2</sup> )
09:00	610	14576.6
10:00	818	18344
11:00	945	21192.1
12:00	1020	22874
13:00	1039	23300.1
14:00	1001	22447.9
15:00	907	20339.9
16:00	765	17155.5
17:00	585	13118.9
18:00	378	8476.83

## IV.5 Présentation et interprétation des résultats ANSYS:

### IV.5.1 Étude Comparative de la performance d'un CCP avec deux fluides caloporteurs (eau et l'huile) :

#### IV.5.1.1 Cas de l'eau comme un fluide caloporteur :

- **Température du tube :**

La figure IV.10 montre le profil de Température de champ complet du CCP . Comme on peut le voir, la Température augmente progressivement sur la longueur du tube jusqu'à atteindre un maximum environ 412.3 K°.

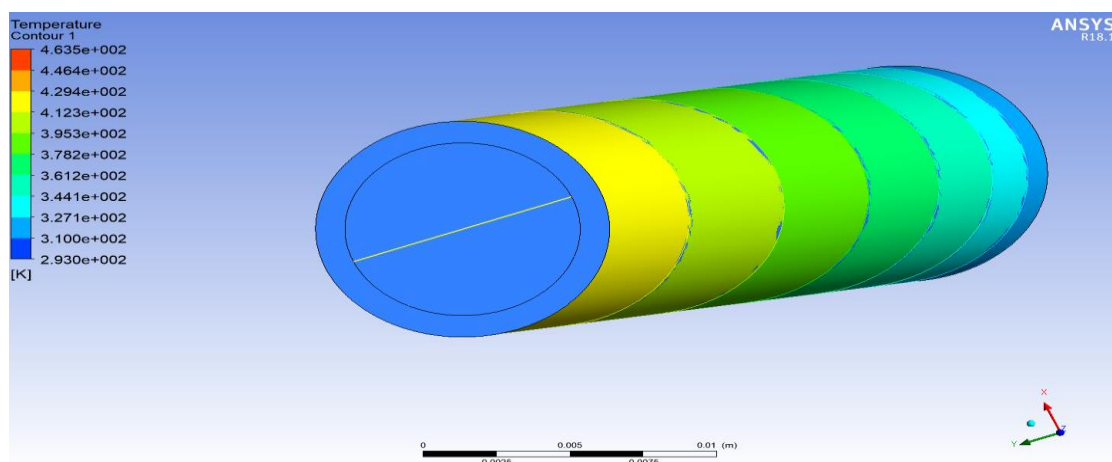
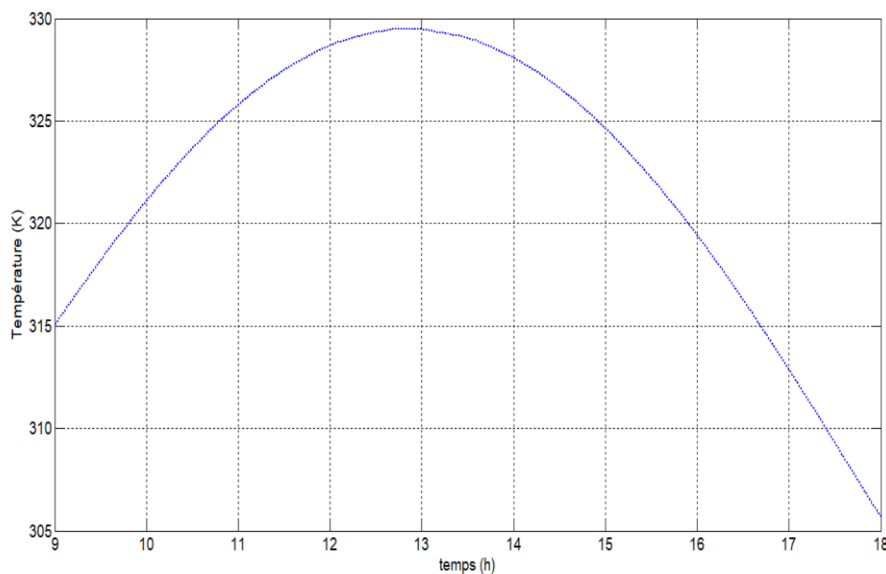


Figure IV. 10 : Distribution de flux de chaleur par rayonnement solaire concentré sur la surface extérieure du tube absorbeur

- **Température de sortie du fluide :**

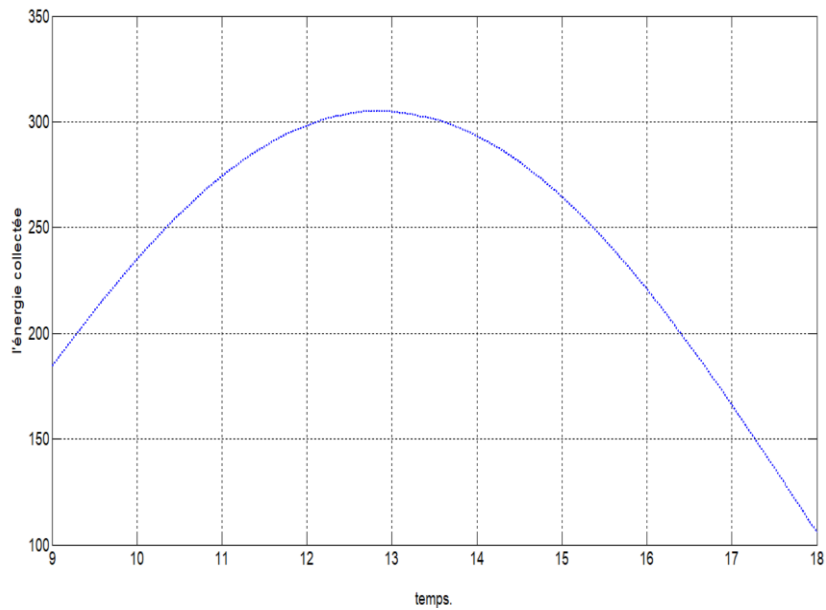
Les variations de la température, à la sortie du tube, au cours une journée de mois de juin (21/06/2022) sont représentées sur la Figure IV.11 Comme on peut le voir, la température du fluide à la sortie du tube absorbeur est proportionnelle à l'ensoleillement direct. Lorsque la densité du flux solaire augmente, la température du fluide augmente jusqu'à atteindre le maximum. Ensuite, il diminue avec le flux solaire jusqu'à la fin de la journée. Cela dépend principalement de la quantité de chaleur absorbée par le tube, qui est basée sur les paramètres optiques et géométriques du concentrateur. On constate que dans ce cas, le pic de température est atteint vers 13h00. On remarque également une valeur de températures maximale (57°C).



**Figure IV. 11: Température de sortie du fluide (eau)**

- **Energie thermique utile :**

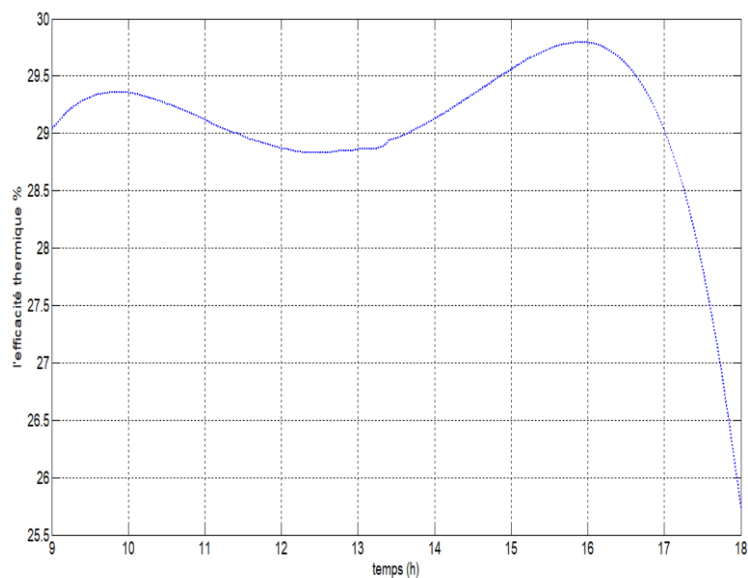
Une fois les températures à la sortie du tube déterminées, le flux de chaleur absorbé par le tube est calculé selon l'équation (III.3). Le débit massique d'eau à travers le tube est d'environ 0,002 kg/s, ce qui correspond à un écoulement entièrement laminaire. La figure (IV.12) représente les variations de la chaleur utile en fonction du temps dans ce cas. L'énergie maximale gagnée est enregistrée 305 W.



**Figure IV. 12 : Variation de l'énergie collectée par rapport au temps.**

- **Efficacité thermique :**

L'efficacité thermique du système est déterminée à partir de l'équation (III.4). Les valeurs calculées pour ce cas sont représentées dans la figure (IV.13). L'efficacité maximale obtenue est enregistrée est environ 29 % pendant toute la journée.

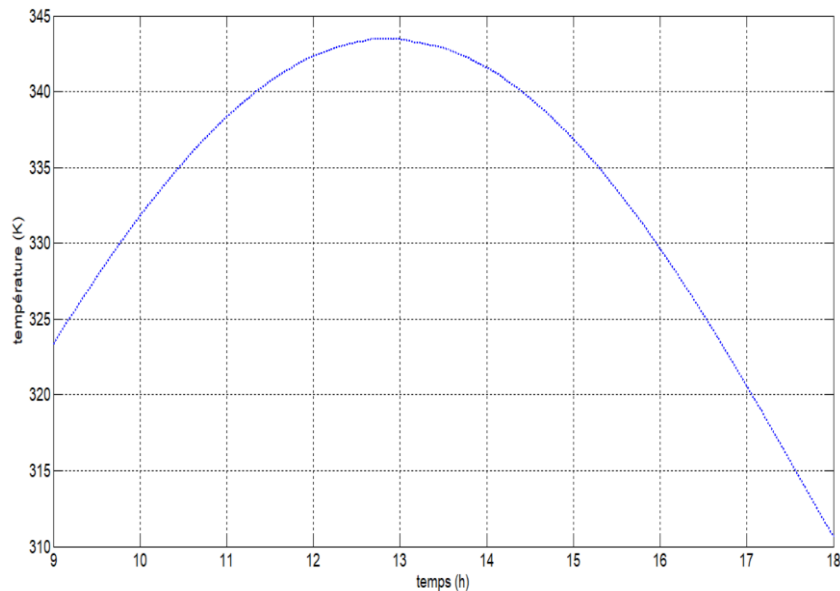


**Figure IV. 13 : Variation de l'efficacité thermique instantanée en fonction du temps avec l'utilisation de l'eau comme fluide colporteur**

### IV.5.1.2 Cas du l'huile (Therminol VP-1) comme un fluide caloporteur :

- **Température de sortie du fluide :**

La variation de la température, à la sortie du tube, au cours la journée 21 juin est représentés sur la Figure (IV.14) . Comme on peut le voir, la température du fluide à la sortie du tube absorbeur est proportionnelle à l'ensoleillement direct. Lorsque la densité du flux solaire augmente, la température du fluide augmente jusqu'à atteindre le maximum. Ensuite, il diminue avec le flux solaire jusqu'à la fin de la journée. Cela dépend principalement de la quantité de chaleur absorbée par le tube, qui est basée sur les paramètres optiques et géométriques du concentrateur. On constate que le pic de température est atteint vers 13h00. On remarque également la température maximale d'environ 71.5°C pour un débit de 0.002 kg/s .



**Figure IV. 14 : Variation de la température du fluide de la sortie (huile) en fonction du temps**

- **Energie thermique utile :**

Huile est utilisée comme fluide caloporteur. Lors de la simulation, La variation de la chaleur transportée par le fluide caloporteur est représentée sur la figure IV.15. On remarque que le profil de variation est similaire à ce de la température en sortie de tube. On note également que la chaleur utile maximale est 157 W.

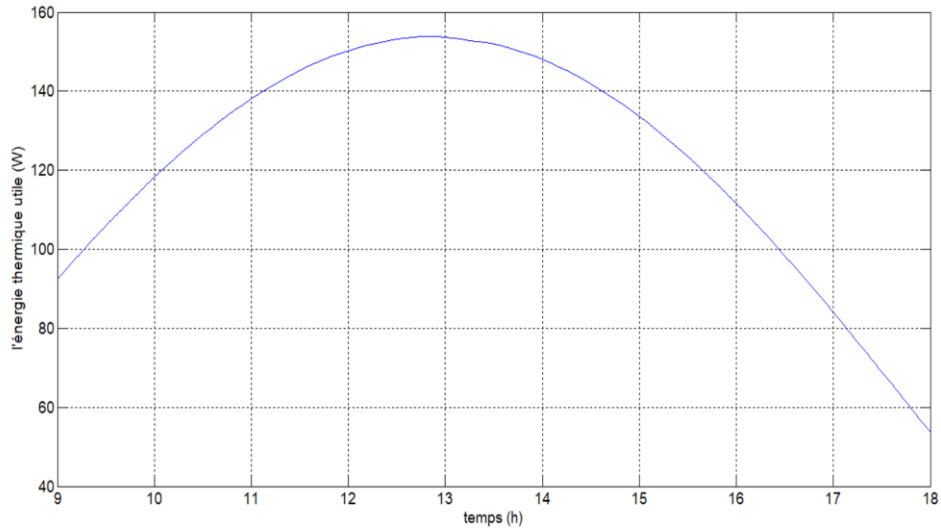


Figure IV. 15 : Variation de l'énergie thermique utile par rapport au temps.

- **Efficacité thermique :**

Les valeurs d'efficacité thermique CCP obtenues par simulation numérique sont reportées dans la Figure IV.16. Comme on peut le voir, l'efficacité est approximativement constante égale à 14 % .

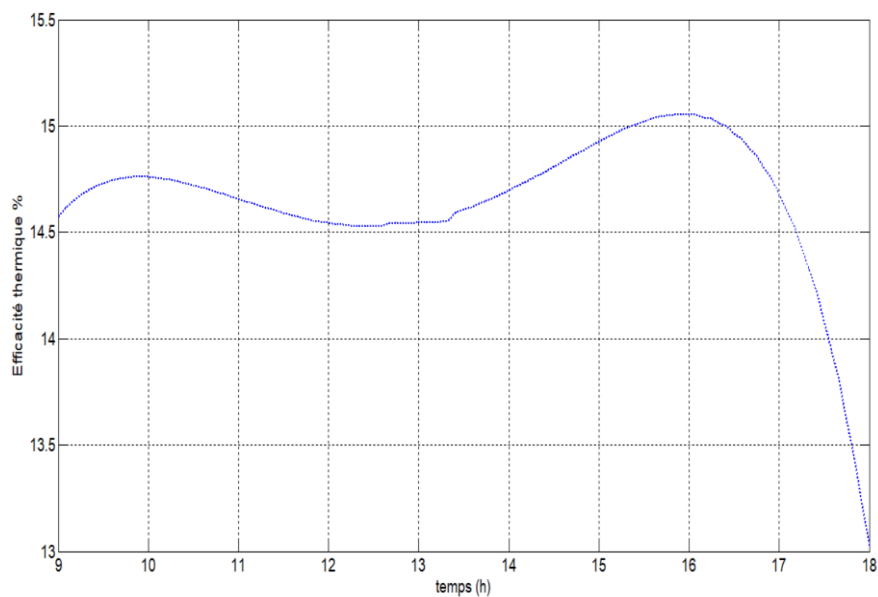


Figure IV. 16 : Variation de l'efficacité thermique instantanée en fonction du temps

#### IV.5.2 Effet du débit du fluide caloporteur :

Les résultats de la température du fluide à la sortie du tube et le rendement thermique du concentrateur CCP pour trois débits de fluide différents 0.002kg/s, 0.0015kg/s et 0.025kg/s, sont représentés dans la figure IV.17(a), ce qui montre que la diminution du débit du fluide

augmente la température à la sortie du tube (en utilisant l'eau comme fluide caloporteur).on remarque que pour un débit de 0.0015kg/s la température est environ 82°C et le rendement de 52% voir la figure IV.17 (b).

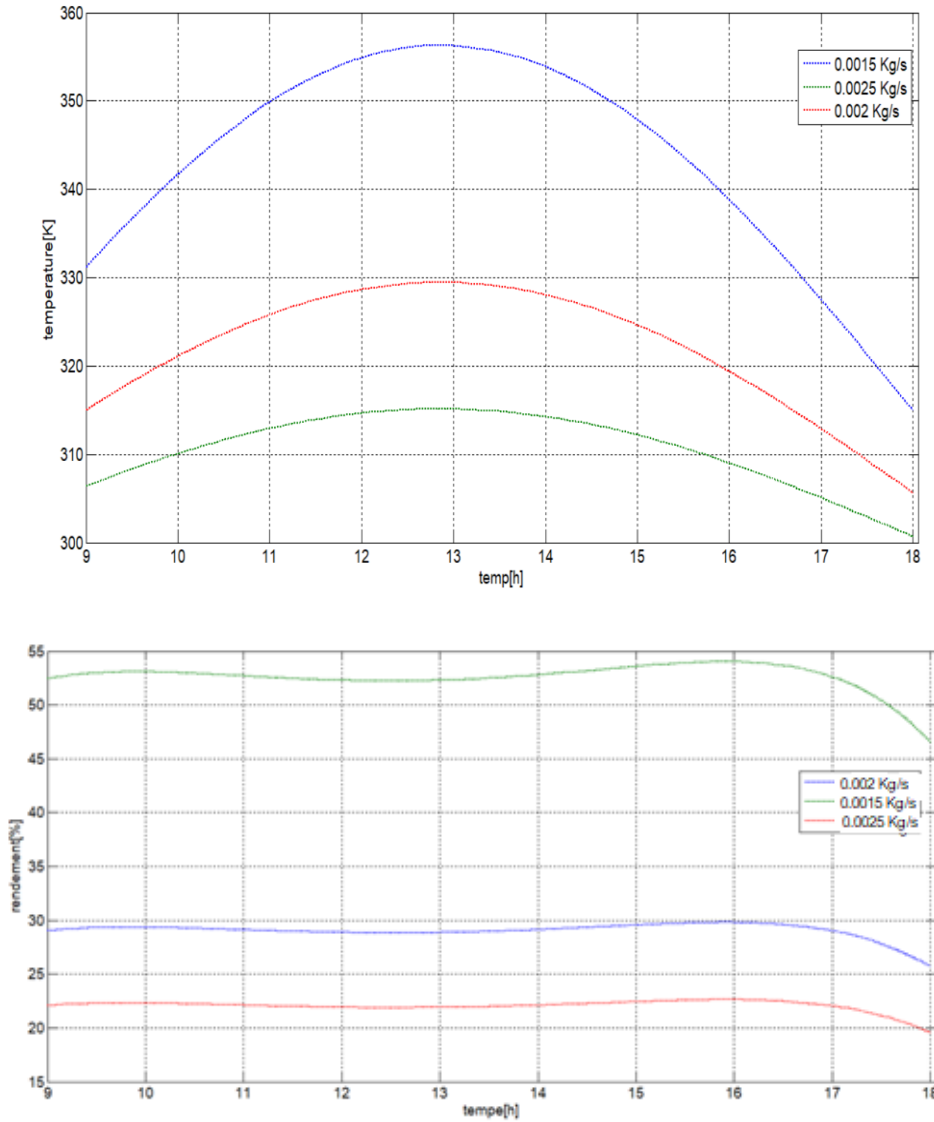


Figure IV 17 : (a) Evolution temporelle de la température du fluide a la sortie du tube et (b) le rendement thermique pour différents débits avec l'utilisation de l'eau comme fluide caloporteur

Les résultats du température du fluide a la sortie du tube et le rendement thermique du concentrateur CCP pour trois débits fluide différents 0.002kg/s, 0.0015kg/s et 0.025kg/s, sont représentés dans la figure IV.18(a) , montre que la diminution du débit du fluide augmente la température à la sortie du tube (en utilisant l'huile comme fluide caloporteur).on remarque que pour un débit de 0.0015kg/s la température est environ 127°C et le rendement de 23% voir la figure IV.18 (b).

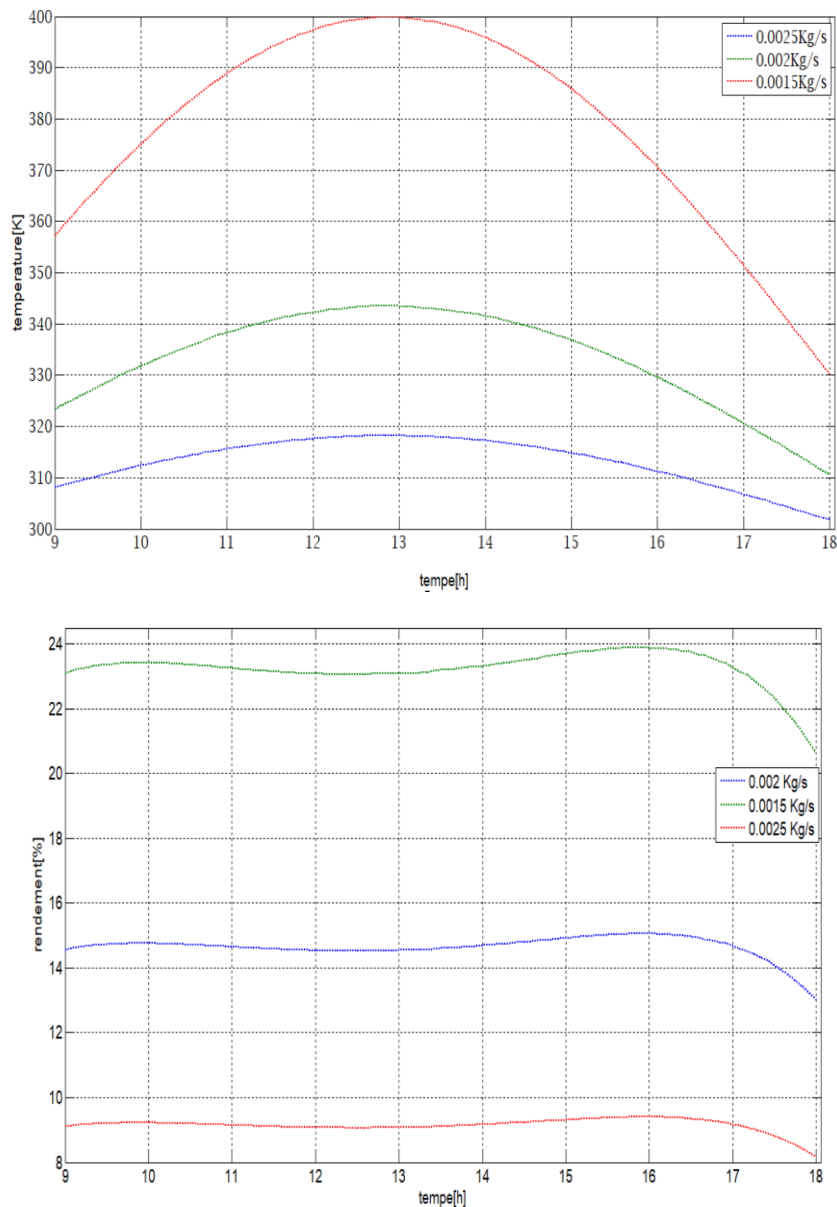


Figure IV 18 : (a) Evolution temporelle de la température du fluide a la sortie du tube et (b) Evolution temporelle du rendement thermique pour différents débits avec l'utilisation de l'huile (Therminol VP1) comme fluide caloporteur

### IV.5.3 Effet de la nature du fluide caloporteur

La figure montre l'évolution de la température du fluide caloporteur a la sortie du tube absorbeur pour deux fluides différents (eau huile) comme en peut le remarquer, la température augmente avec le temps jusqu'à atteindre une valeur maximale vers 13h, les valeurs maximales sont 72°C et 57°C pour l'huile et l'eau respectivement l'efficacité thermique du système le long de la journée de 9h jusqu'au 18h. On remarque que l'efficacité varie légèrement dans le temps, les valeurs moyennes obtenues sont 29% et 15% pour le cas de

l'huile .nous remarquons que dans cette application ,l'eau est plus convenable que l'huile malgré que la température maximale de celle-ci est supérieur a celle de l'eau ,la raison en que la chaleur spécifique de l'eau (4180 j /Kg.k) est largement supérieur a celle de l'huile utilisé 1071 J/Kg.k ,cependant il faut note que dans les applications ou la température maximale atteint des valeurs supérieurs à la température d'évaporation de l'eau ,l'huile convient mieux car sa température d'évaporation a la même pression est largement supérieur a celle de l'eau .

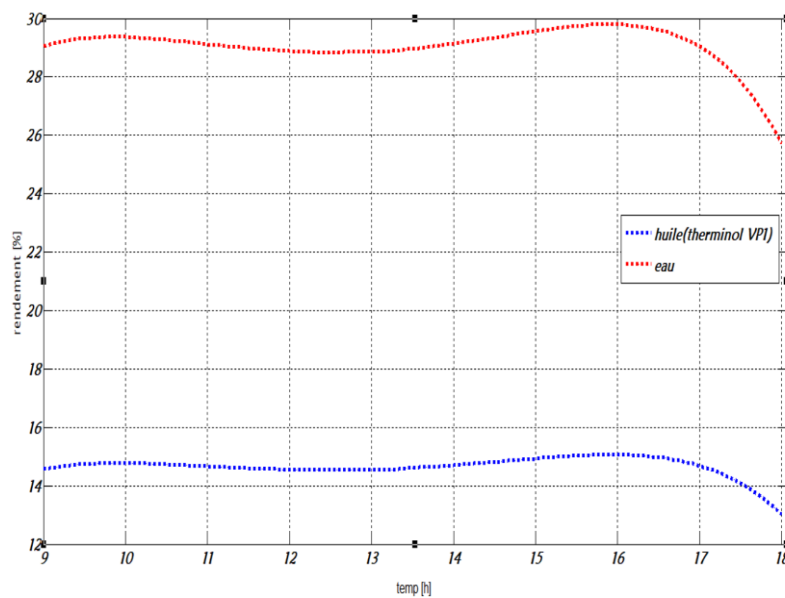
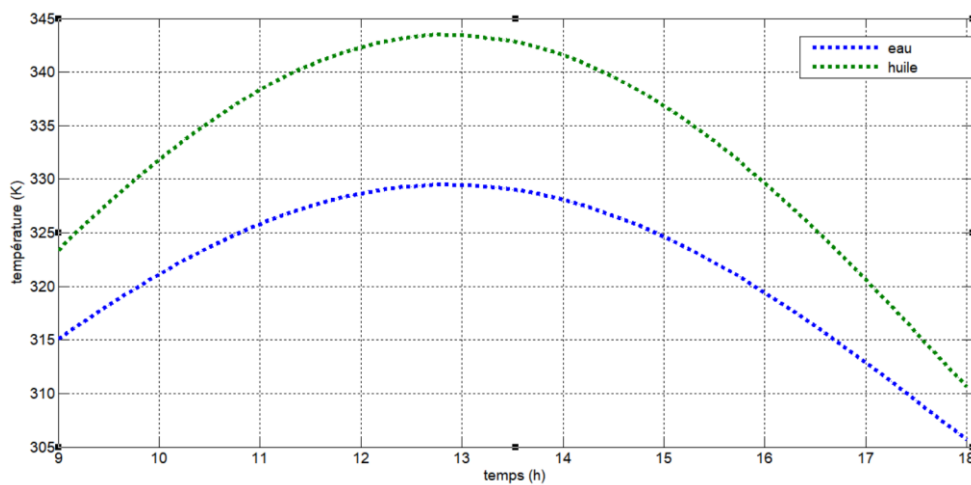


Figure IV 19:(a)variation de la température du fluide (l'eau et l'huile )a la sortie du tube en fonction du temps et (b) Evolution temporelle du rendement thermique pour les deux fluides caloporteur

#### IV.6 Conclusion :

Dans ce chapitre, plusieurs essais ont été effectués sur un CCP de petite taille.

L'eau et l'huile sont considérées comme des fluides caloporteurs.

Dans un premier temps, après avoir réalisé la géométrie et le maillage, le modèle est validé par des données expérimentales (bharti2019) [27]. Un bon accord a été observé entre les résultats obtenus par simulation numérique et les données expérimentales.

L'étape suivante consiste à calculer les performances d'un système CCP, Les résultats obtenus nous permettent de tirer les conclusions suivantes :

Une comparaison entre deux cas avec deux fluides caloporteurs, l'eau et l'huile ( Therminol VP-1), sont analysée. Les résultats obtenus pour le premier fluide caloporteur (eau) montrent que

- la température du fluide à la sortie du tube absorbeur est proportionnelle à l'ensoleillement direct et inversement proportionnel au débit du fluide dans le tube.
- la température maximale à la sortie du tube absorbeur est de 57°C et l'efficacité du système est d'environ 30% pour un débit de 0.002kg/s.
- Pour le deuxième fluide caloporteur (Therminol VP-1), la température maximale obtenue est de 71 °C et l'efficacité du système est d'environ 15% pour le même débit.
- Les résultats obtenus ont permis de mettre en évidence l'effet de divers paramètres sur les performances du concentrateur, notamment l'irradiation solaire, le débit, le matériau de l'absorbeur, les saisons et la nature du fluide caloporteur.

---

# **Conclusion générale**

---

Les concentrateurs à collecteur parabolique (CCP) sont les concentrateurs linéaires les plus largement utilisés pour la conversion thermodynamique de l'énergie solaire, en particulier dans les domaines industriels et domestiques qui exigent une température de fonctionnement comprise entre 80°C et 160°C. La production d'électricité nécessite des températures élevées de 400°C à 1200°C. Nous pouvons produire de la vapeur surchauffée dans les centrales électriques avec des concentrateurs paraboliques, où la température peut atteindre 1500°C et plus. Les concentrateurs paraboliques sont les technologies les plus prometteuses pour se substituer aux énergies non renouvelables (énergies fossiles et énergies nucléaires), notamment dans les domaines industriels (centrales électriques, systèmes hybrides, dessalement, climatisation, réfrigération, irrigation, etc.).

Ce travail a l'objectif de faire une étude comparative entre deux fluides caloporteurs, Une analyse et une simulation des performances thermiques d'un CCP de petite taille. Deux cas font l'objet de la simulation : utilisation de l'eau et l'huile (therminol VP-1) comme des fluides caloporteurs, La méthode Monte Carlo Ray est utilisée pour calculer la distribution du flux solaire sur le tube absorbeur. Les équations conjuguées de transfert de chaleur et d'écoulement de fluide dans le tube sont résolues à l'aide du solveur ANSYS-CFX.

On a étudié l'influence de la distribution de flux concentré et uniforme, aussi l'influence de 3 types des matériaux (Cuivre, acier inoxydable, Aluminium) sur le tube absorbeur. En outre on a testé l'effet des 3 débits du fluide (0.001 kg /s ,0.025kg/s ,0.001kg/s) sur la température de la sortie du tube.

Les propriétés physiques du cuivre, aluminium, acier et de l'eau sont prédéfinies dans le solveur CFX. Les propriétés physiques de l'huile sont implémentées dans le solveur

- **Les résultats obtenus ont montré ce qui suit :**

Le modèle actuel est en bon accord avec les données expérimentales. Par conséquent, le modèle peut être utilisé pour analyser les performances optiques et thermiques du CCP.

Les résultats obtenus pour le premier fluide caloporteur (eau) montrent que la température maximale à la sortie du tube absorbeur est de 57°C et l'efficacité du système est d'environ 30% pour un débit de 0.002kg/s.

Pour le deuxième fluide caloporteur (Therminol VP-1), la température maximale obtenue est de 71 °C et l'efficacité du système est d'environ 15% pour le même débit.

L'étude de l'effet des paramètres a permis d'aboutir aux résultats suivants :

- la température du fluide à la sortie du tube absorbeur est proportionnelle à l'ensoleillement direct et inversement proportionnel au débit du fluide dans le tube.
- Pour des applications à moyennes températures tel que (Le chauffage, le froid et conditionnement de l'air Le système solaire permet d'utiliser la chaleur produite pour les besoins d'eau chaude sanitaire, le chauffage d'habitats .Le dessalement des eaux) l'eau est plus convenable dans l'utilisation comme fluide caloporteur et l'huile convient mieux pour des applications à hautes températures tel que la production d'électricité et de chaleur a haute température .

Pour augmenter et améliorer le rendement et la température du fluide a la sortie du tube il faut prendre en compte les points suivants :

- **Changer de fluide caloporteur**

En utilisant l'eau comme fluide caloporteur on pose la problématique du changement de phase puisque l'eau s'évapore à un peu plus que 100c° préconiser un fluide caloporteur qui ne s'évapore pas à moins de 400c°serait un plus pour une telle installation

- **Longueur de concentrateur**

Un concentrateur plus long donnerait forcément une plus longue distance de concentration et donc des températures plus haute

- **Cycle fermé**

Notre étude s'est portée sur un cycle ouvert, en utilisant un cycle fermé nous aurions un plus grande température d'entrée et cela augmentera également la température de sortie

- **Tube modifié**

L'on peut modifier l'intérieur du tube absorbeur pour y installer des ailettes pour ainsi augmenter la surface d'échange et faire passer plus d'énergie au fluide caloporteur, cela permettrait d'augmenter beaucoup plus la température de sortie

---

# Références bibliographiques

---

- [1] MARIF Yacine ; Caractérisation d'un concentrateur cylindro-parabolique de dimensions réelles au sud de l'Algérie: Région d'Ouargla (2015).
- [2] A. PAGES, L'utilisation des énergies renouvelables pour l'électrification rurale décentralisée des pays en développement, Octobre (2000).
- [3] Andraka, Charles E., et al. "Solar Heat Pipe Testing of the Stirling Thermal Motors 4-120 Stirling Engine."IEEE.DE-AC04-94AL85000 (1996).
- [4] Kalogirou SA. Solar thermal collectors and applications.Prog Energy Combust Sci 2004; 30(3): 231-95.
- [5] Schwarzböhl P, Buck R, Sugarmen C, Ring A, Jesus Marcos Crespo M, Altwegg P, et al.
- [6] Mancini T, Heller P, Butler B, Osborn B, SchielW, Goldberg V, et al. Dish-stirling systems: an overview of development and status.J Solar Energy Eng 2003; 125(2): 135- 51.
- [7] Zhiyong .Wu et al.“Three-dimensional numerical study of heat transfer characteristics of parabolic trough receiver”.Applied Energy 113 (2014) 902–911.
- [8] SeyedEbrahimGhasemi et al.” Numerical Study on Thermal Performance of Solar Parabolic Trough Collector”. Journal of mathematics and computer Science 7 (2013)
- [9] J.E. Braun et JC. Mitchell, solar geometry for fixed and tracking surface, edition: solar energy laboratory, 1983[10] WANG Kun et al. “A design method and numerical study for a new type parabolic [10]trough solar collector with uniform solar flux distribution”. SCIENCE CHINA Technological Sciences. March 2014 Vol.57 No.3: 531–540.
- [11]M.GEYER .and WB. Stine, power from the sun, edition: JT. Lyle center, 2001
- [12]benmouiza M. K Quantification of solar radiation in Algeria, application to the sizing of photovoltaic systems Doctoral thesis 2015
- [13]LomansocJ ,JunRoloma R ,Seer Paller K Design and Simulation of 100 kWp Solar Photovoltaic (PV) Grid Connected Power Plant Using PVsyst International Journal of Science and Research (IJSR) :2319-7064 2016
- [14]F Kasten, ‘The Linke Turbidity Factor based on Improved Values of the Integral Rayleigh Optical Thickness’, Solar Energy, Vol. 56, N°3, pp. 239 – 244, 1996.

- [15] Kalogirou, Soteris A. Solar energy engineering: Processes and systems. 1st. USA: Elsevier, 200
- [16] Y. Jannot, cours de transfert thermique, thermique solaire, édition : Mac Graw Hill, octobre 2003.
- [17] Foster, Robert, Majed Ghassemi and Alma Cota. Solar energy: renewable energy and the environment. Boca Raton: CRC press, 2010.
- [18] Zhiyong Wua et al. "Structural reliability analysis of parabolic trough receivers". Applied Energy 123 (2014) 232–241
- [19] Kalogirou, Soteris A. Solar energy engineering: Processes and Systems. 1st. USA: Elsevier, 2009.
- [20] Coccia, Gianluca, Giovanni Latini and Marco Sotte. "Mathematical modeling of a prototype of parabolic trough solar collector." Renewable and sustainable energy 4 (2012).
- [21] Forristall, R. Heat transfer analysis and modeling of a parabolic trough solar receiver implemented in Engineering Solver Equation. Technical report. Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 2003.
- [22] Regue, M.H., Benchatti, T., Medjelled, M., Benchatti, A. (2014). Improving the performances of a solar cylindrical parabolic dual reflection mirror experimental part. Heat and Technology, 32(1): 171-178.
- [23] NERL, "Concentrating solar power research – SolTrace". 2012
- [24] Eric Gonçalves. "Méthodes, analyse et calculs numériques". septembre 2005
- [25] Sadia REMILI. "Optimisation des méthodes de modélisation de la pollution du trafic automobile". Thèse de Magister 2010 de l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf Oran.
- [26] ANSYS-CFX Theory Guide. (2019), ANSYS Inc
- [27] Therminol VP-1. Vapor Phase/ Liquid Phase Heat Transfer Fluid (Liquid Phase), [htf-vp1\(2\).pdf](#)
- [28] Bharti2019 Thermal performance analysis of small-sized solar parabolic trough collector using secondary.